



João Marcelo Cordeiro Esgueira Lopes

Licenciado em Ciências de Engenharia do Ambiente

Indicadores de desempenho ambiental do sector do petróleo e gás natural em Portugal

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia do Ambiente, Perfil de engenharia de Sistemas Ambientais

Orientador: Prof. Doutor João Miguel Dias Joanaz de Melo,
Professor Auxiliar com Agregação, FCT-UNL

Júri:

Presidente: Prof. Doutor Nuno Miguel Ribeiro Videira Costa

Arguente: Eng.º António João George de Lacerda Nobre

Vogal: Prof. Doutor João Miguel Dias Joanaz de Melo



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

Setembro de 2014

Indicadores de desempenho ambiental do sector do petróleo e gás natural em Portugal.

Copyright © João Marcelo Cordeiro Esgueira Lopes, Faculdade de Ciências e Tecnologia,
Universidade Nova de Lisboa

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objectivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

Agradecimentos

Gostaria de agradecer a todos aqueles que de forma mais directa ou indirecta contribuíram para, a realização da presente dissertação, mas também da minha progressão académica, ao longo destes cinco anos na FCT-UNL.

Em primeiro lugar, gostaria de mencionar o Professor João Joanaz de Melo, por todo o acompanhamento prestado no desenvolvimento deste trabalho. O professor esteve sempre disponível a resolver todas as adversidades desde o primeiro dia. Durante este período as conversas expansivas e longas reuniões tornaram todo o processo muito mais enriquecedor.

Um forte agradecimento ao António Galvão que foi incansável na ajuda prestada e contributo ao trabalho desenvolvido. Agradeço pelo tempo dispendido, pelas palavras de apoio e motivação.

Um especial agradecimento ao Eng. António Lacerda, que desde o primeiro contacto demonstrou toda a disponibilidade para ajudar, e me recebeu da melhor forma, prestando uma excelente contribuição para o resultado final.

Agradeço à Galp energia, por todos os dados fornecidos. Em especial às engenheiras Sandra Aparício e Margarida Sousa, que possibilitaram a colaboração. Da mesma forma gostaria de agradecer à Eng. Sandra Gonçalves pela ajuda e prontidão de resposta.

Há Eng. Cristina Pegado e ao Eng. Pedro Fernandes pela disponibilidade de colaboração, e simpatia com que me receberam.

Um grande obrigado à minha família por todo o apoio prestado ao longo do curso, em especial aos meus pais, que sempre tiveram uma palavra de apoio nos momentos mais adversos, mas também pela sua dedicação e esforço ao longo destes anos. Um enorme obrigado à Joana que acompanhou a realização deste trabalho e que, para além do apoio incondicional, acreditou em mim e me deu todas as condições, motivação e incentivos necessários para levar a cabo mais uma etapa. Não poderia deixar de agradecer a todos os meus colegas de curso e de faculdade que me acompanharam, aconselharam e incentivaram, durante este percurso. Um especial agradecimento ao Gonçalo, Samuel, João e Andreia que seguiram todo este processo mais de perto.

Resumo

Os produtos petrolíferos e o gás natural são importantes fontes de energia a nível mundial, essenciais nas actividades produtivas e rotinas dos cidadãos. A pressão ambiental gerada pela combustão destes produtos está bem estudada; já as pressões geradas pelas cadeias produtivas carecem de informação compilada e padronizada que permita avaliar a pressão ambiental incorporada. Este estudo analisa o ciclo de vida de produtos petrolíferos e gás natural desde a sua extracção até ao seu consumo em território nacional. Para quantificar os efeitos ambientais foi aplicado o método *Ecoblok*.

No fabrico dos produtos petrolíferos o consumo de recursos é de 61 kg eq./GJ_{prod.} reflectindo a escassez do petróleo; o consumo de água é 0,18 m³ eq./GJ_{prod.}; a poluição para a água e solo é 2 kg N eq./GJ_{prod.}; as emissões de gases com efeito de estufa (GEE) são 15 kg CO₂eq./GJ_{prod.} e de outros poluentes atmosféricos 27 kg NO_xeq./GJ_{prod.}; a ocupação do solo representa 0,7 m².ano eq./GJ_{prod.}. As maiores pressões são geradas na extracção, transporte de petróleo bruto e refinação.

Na produção e transporte de gás natural o consumo de recursos é 74 kg eq./GJ_{GN}. reflectindo o grau de escassez do recurso; o consumo de água é 0,13 m³ eq./GJ_{GN}; a poluição da água e solos é 1,5 kg N eq./GJ_{GN}; as emissões de GEE são 49 kg CO₂eq./GJ_{GN}; as outras emissões atmosféricas são 50 kg NO_xeq./GJ_{GN}; a ocupação do solo representa 1,1 m².ano eq./GJ_{GN}. São as pressões de extracção e distribuição que mais pesam no ciclo de vida do produto.

Na fase de uso, o gás natural revela uma combustão mais limpa nos indicadores de emissões de GEE e gases poluentes da atmosfera. Já nas fases de produção, transporte e distribuição, o gás natural revela pior desempenho que os produtos petrolíferos, devido principalmente às emissões fugitivas. Considerando todo o ciclo de vida (produção, transporte e combustão), o gás natural apresenta um desempenho marginalmente pior que o gasóleo e gasolina nestes indicadores.

Palavras-chave: produtos petrolíferos; gás natural; análise de ciclo de vida; método *Ecoblok*; indicadores ambientais.

Abstract

Petroleum products and natural gas are important energy sources, essential both in productive activities and day to day life. Environmental pressure generated by the consumption of these products is a well-studied and defined matter. The pressures generated by supply chains lack compiled and standardized information in order to evaluate the environmental pressure incorporated in the products. This study aims to analyze and compare the life cycle of petroleum products and natural gas up to its consumption in the country, using the Ecoblok method.

In the manufacture of petroleum products the resource consumption is 61 kg eq./GJ_{prod.} reflecting the scarcity of oil; water consumption is 0,18 m³ eq./GJ_{prod.}; water and soil pollution is 2 kg N eq./GJ_{prod.}; greenhouse gas emissions are 15 kg CO₂eq./GJ_{prod.} and other air pollutants 27 kg NO_xeq./GJ_{prod.}; land use is 0,7 m².year eq./GJ_{prod.} The greatest pressures are generated in the extraction, transportation and refining of crude oil.

In the production and transportation of natural gas the resource consumption is 74 kg eq./GJ_{GN.} due to the scarcity of the resource. Water consumption is 0,13 m³ eq./GJ_{GN.} ; the pollution to water and soil is 1,5 kg N eq./GJ_{GN.}; greenhouse gas emissions are 49 kg CO₂eq./GJ_{GN.}; other air emissions are 50 kg NO_xeq./GJ_{GN.}; land use is 1,1 m².ano eq./GJ_{GN.} The pressures of extraction and transport weigh the most in the product life cycle.

Compared to diesel and gasoline, natural gas has worse indicator performance on land use, resource consumption, and air pollutant emissions. A simplified analysis of air emissions in the use phase reveals a cleaner natural gas combustion. However when considering its entire life cycle, this fuel continues to show the worse performance.

Keywords: petroleum products; natural gas; life cycle analysis; Ecoblok method; environmental indicators.

Índice

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	ENQUADRAMENTO	1
1.2	OBJECTIVOS.....	3
1.3	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	3
2	REVISÃO DA LITERATURA	5
2.1	ENQUADRAMENTO DO SECTOR PETROLÍFERO.....	5
2.1.1	<i>Prospecção e extracção de petróleo bruto</i>	<i>6</i>
2.1.2	<i>Transporte de petróleo bruto</i>	<i>9</i>
2.1.3	<i>Refinação de petróleo bruto</i>	<i>11</i>
2.1.4	<i>Distribuição, comercialização e consumo de produtos petrolíferos</i>	<i>14</i>
2.2	ENQUADRAMENTO DO SECTOR DO GÁS NATURAL	20
2.2.1	<i>Extracção de gás natural</i>	<i>21</i>
2.2.2	<i>Transporte de gás natural</i>	<i>23</i>
2.2.3	<i>Armazenagem de gás natural</i>	<i>25</i>
2.2.4	<i>Distribuição, comercialização e consumo de gás natural</i>	<i>26</i>
2.3	DEPENDÊNCIA ENERGÉTICA DO EXTERIOR.....	28
2.4	ANÁLISE DE CICLO DE VIDA.....	29
2.4.1	<i>Enquadramento</i>	<i>29</i>
2.4.2	<i>Metodologia de uma ACV.....</i>	<i>30</i>
2.4.3	<i>Vantagens e limitações de uma ACV</i>	<i>32</i>
2.4.4	<i>Streamlined ACV</i>	<i>33</i>
2.4.5	<i>ACV e os sectores dos produtos petrolíferos e gás natural.....</i>	<i>34</i>
3	METODOLOGIA	37
3.1	METODOLOGIA GERAL	37
3.2	DEFINIÇÃO DE OBJECTIVO E ÂMBITO DA ACV	38
3.3	ORGANIZAÇÃO DO INVENTÁRIO DE CICLO DE VIDA	39
3.4	RECOLHA DE DADOS	41
3.5	CONSTRUÇÃO DO ICV	42
3.6	AVALIAÇÃO DE IMPACTES	56
3.6.1	<i>Método Ecoblok.....</i>	<i>56</i>
3.6.2	<i>Indicadores Ecoblok.....</i>	<i>57</i>
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	63
4.1	PRODUTOS PETROLÍFEROS	63
4.1.1	<i>Indicadores agregados</i>	<i>63</i>
4.1.2	<i>Consumo de água (WA).....</i>	<i>66</i>
4.1.3	<i>Consumo de recursos (RE)</i>	<i>67</i>
4.1.4	<i>Uso do solo (LU).....</i>	<i>69</i>
4.1.5	<i>Emissão de gases com efeito de estufa (GHG).....</i>	<i>70</i>
4.1.6	<i>Poluição do ar (PA)</i>	<i>71</i>
4.1.7	<i>Emissões para a água e para o solo (PWL)</i>	<i>73</i>
4.1.8	<i>Análise comparativa: Produtos petrolíferos</i>	<i>74</i>
4.2	GÁS NATURAL.....	75
4.2.1	<i>Indicadores agregados</i>	<i>75</i>
4.2.2	<i>Consumo de água (WA).....</i>	<i>75</i>
4.2.3	<i>Consumo de recursos (RE)</i>	<i>77</i>
4.2.4	<i>Uso do solo (LU).....</i>	<i>78</i>
4.2.5	<i>Emissão de gases com efeito de estufa (GHG).....</i>	<i>79</i>
4.2.6	<i>Poluição do ar (PA)</i>	<i>81</i>
4.2.7	<i>Emissões para a água e para o solo (PWL)</i>	<i>82</i>
4.2.8	<i>Análise comparativa: Gás natural</i>	<i>83</i>

4.3	REPRESENTATIVIDADE DAS FASES DO CICLO DE VIDA.....	84
4.4	COMPARAÇÃO ENTRE PRODUTOS EM ESTUDO.....	85
4.4.1	<i>Comparação por unidade de energia</i>	85
4.4.2	<i>Uso dos produtos</i>	86
4.5	PRESSÕES DO CONSUMO NACIONAL	88
5	CONCLUSÕES.....	89
5.1	SÍNTESE	89
5.2	LIMITAÇÕES.....	91
5.3	DESENVOLVIMENTOS FUTUROS.....	91
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	93
A	RESULTADOS DETALHADOS.....	97
A.1	RESULTADOS: PRODUTOS DE PETRÓLEO.....	98
A.2	RESULTADOS: GÁS NATURAL	102

Lista de Figuras

Figura 1.1 Composição, em Euros, das importações de energia em Portugal, no ano de 2012. (Fonte: DGEG 2013)	1
Figura 1.2 Consumo de energia primária, por tipo de energia, em Portugal. (Fonte: Dias e tal. 2013)	2
Figura 2.1 Evolução do consumo anual de combustíveis de petróleo, a nível mundial. (Fonte: BP 2014) ..	5
Figura 2.2 Etapas do ciclo de vida de um produto petrolífero até chegar ao consumidor final. (Adaptado de: EUROPIA 2008)	6
Figura 2.3 Origem das importações Portuguesas de petróleo bruto, em milhões de toneladas. (Fonte: DGEG 2014)	8
Figura 2.4 Transacções de petróleo bruto a nível mundial no ano de 2013, em Mt. (Fonte: BP 2014)	9
Figura 2.5 Granéis líquidos descarregados no porto do Douro e Leixões. (Fonte: IPTM 2013)	10
Figura 2.6 Granéis líquidos descarregados no porto de Sines. (Fonte: IPTM 2013)	11
Figura 2.7 Produtos finais da refinaria de Sines por percentagem de output. (Fonte: Refinaria de Sines Databook 2013)	13
Figura 2.8 Consumo de energia final por sector de actividade, em Portugal. (Fonte: DGEG 2013)	14
Figura 2.9 Localização das refinarias, oleodutos e principais pontos de armazenamento a nível nacional. (Fonte: DGEG 2013)	15
Figura 2.10 Vendas anuais dos três principais produtos disponíveis em postos de abastecimento. (Fonte: DGEG 2013)	17
Figura 2.11 Evolução do número de veículos do parque automóvel Português. (Fonte: ACAP 2014)	18
Figura 2.12 Composição do parque automóvel Português no final do ano de 2013 (Fonte: ACAP 2014) ..	18
Figura 2.13 Idade dos veículos do parque automóvel português no final do ano de 2013. (Fonte: ACAP 2014)	19
Figura 2.14 Média de combustíveis utilizados pelos veículos ligeiros de passageiros vendidos de 2007 a 2013. (ACAP 2014)	19
Figura 2.15 Evolução do consumo anual de gás natural a nível mundial. (Fonte: BP 2014)	20
Figura 2.16 Trocas de gás natural entre regiões no ano de 2013, em Gm ³ . (Fonte: BP 2014)	23
Figura 2.17 Abastecimento nacional de gás natural via gasoduto, com origem na Argélia. (Fonte: Galp Energia)	24
Figura 2.18 Formas de entrada de gás natural em Portugal. (Fonte: DGEG)	25
Figura 2.19 Importações nacionais de gás natural por ano. (Fonte: DGEG)	26
Figura 2.20 Consumo de gás natural (ktep), em Portugal, por sector de actividade. (Fonte: DGEG)	27
Figura 2.21 Estrutura metodológica de uma análise de ciclo de vida. (Fonte: adaptado de ISO 14040:2006)	30
Figura 3.1 Estrutura metodológica seguida para a realização do presente estudo.	37
Figura 3.2 Diagrama conceptual representativo da cadeia produtiva dos produtos de petróleo.	39
Figura 3.3 Diagrama conceptual representativo da cadeia produtiva do gás natural.	40
Figura 3.4 Representação esquemática da extracção e processamento de petróleo bruto	43
Figura 3.5 Representação esquemática do transporte de petróleo bruto	44
Figura 3.6 Representação esquemática da refinação	45
Figura 3.7 Representação esquemática do transporte para a armazenagem	47
Figura 3.8 Representação esquemática da armazenagem	47
Figura 3.9 Representação esquemática do transporte para o local de venda, dos produtos de petróleo ..	48
Figura 3.10 Representação esquemática do processo de abastecimento de produtos de petróleo	49
Figura 3.11 Representação esquemática do processo de extracção de gás natural	50
Figura 3.12 Representação esquemática do processo de transporte internacional de gás natural, via <i>pipeline</i>	51
Figura 3.13 Representação esquemática do processo de liquefacção de gás natural	52
Figura 3.14 Representação esquemática do processo de transporte marítimo de gás natural	52
Figura 3.15 Representação esquemática do processo de regaseificação de gás natural	53
Figura 3.16 Representação esquemática do transporte de gás natural via <i>pipeline</i> (RNTGN)	54
Figura 3.17 Representação esquemática do transporte de gás natural via <i>pipeline</i> (rede de baixa e média pressão)	55
Figura 3.18 Sistema de indicadores Ecoblok, enquadrados segundo categorias de pressões ambientais ..	56

Figura 4.1 Consumo de água nos processos de produção e transporte de petróleo bruto	66
Figura 4.2 Consumo de água nos processos de: refinação, armazenagem e distribuição	67
Figura 4.3 Consumo de recursos nos processos de produção e transporte de petróleo bruto	68
Figura 4.4 Consumo de recursos nos processos de: refinação, armazenagem e abastecimento	68
Figura 4.5 Uso do solo nos processos de produção e transporte de petróleo bruto	69
Figura 4.6 Uso do solo nos processos de: refinação, armazenagem e abastecimento	70
Figura 4.7 Emissões com efeito de estufa nos processos de produção e transporte de petróleo bruto ...	70
Figura 4.8 Emissões com efeito de estufa nos processos de: refinação, armazenagem e abastecimento	71
Figura 4.9 Emissões de poluentes atmosféricos nos processos de produção e transporte de petróleo bruto	72
Figura 4.10 Emissões de poluentes atmosféricos nos processos de: refinação, armazenagem e abastecimento	72
Figura 4.11 Emissões para a água e solo nos processos de produção e transporte de petróleo bruto	73
Figura 4.12 Emissões para a água e solo nos processos de: refinação, armazenagem e abastecimento ..	73
Figura 4.13 Consumo de água nos processos de importação de gás natural.....	76
Figura 4.14 Consumo de água nos processos de transporte nacionais e consumo total	76
Figura 4.15 Consumo de recursos nos processos de importação de gás natural.....	77
Figura 4.16 Consumo de recursos nos processos de transporte nacionais e consumo total	78
Figura 4.17 Uso do solo nos processos de importação de gás natural.....	78
Figura 4.18 Uso do solo nos processos de transporte nacionais e valor acumulado	79
Figura 4.19 Emissão de gases com efeito de estufa, nos processos de importação de gás natural	80
Figura 4.20 Emissão de gases com efeito de estufa nos processos de transporte nacionais e valor acumulado	80
Figura 4.21 Emissão de gases poluentes da atmosfera, nos processos de importação de gás natural	81
Figura 4.22 Emissão de gases poluentes da atmosfera nos processos de transporte nacionais e valor acumulado	81
Figura 4.23 Emissões para a água e solo, nos processos de importação de gás natural.....	82
Figura 4.24 Emissões para a água e solo nos processos de transporte nacionais e valor acumulado	83
Figura 4.25 Contribuição média diferentes etapas para as pressões ambientais do gasóleo e gasolina...	84
Figura 4.26 Contribuição média diferentes etapas para as pressões ambientais do gás natural	85
Figura 4.27 Emissões de gases com efeito de estufa durante o ciclo de vida do gasóleo, gasolina e gás natural	87
Figura 4.28 Emissões de gases poluentes da atmosfera durante o ciclo de vida do gasóleo, gasolina e gás natural	87

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 Reservas mundiais de petróleo, por região no final do ano de 2013. (Fonte: BP 2014).....	7
Tabela 2.2 Petróleo produzido por região no final do ano de 2013. (Fonte: BP 2014)	8
Tabela 2.3 Crude processado nas refinarias a nível nacional. (Fonte: Galp Energia)	13
Tabela 2.4 Importações e exportações de gasolina e gasóleo em Portugal. (Fonte: DGEG 2013)	17
Tabela 2.5 Reservas mundiais de gás natural, por região no final do ano de 2013. (Fonte: BP 2014).....	22
Tabela 2.6 Gás natural produzido por região no final do ano de 2013. (Fonte: BP 2014)	22
Tabela 2.7 Normas ISO relativas a análise de ciclo de vida, actualmente em vigor. (Fonte: adaptado de Matos 2012)	29
Tabela 2.8 Elementos constituintes da fase de avaliação de impacte de uma ACV. (Fonte: adaptado de ISO 14040:2006)	31
Tabela 3.1 Importação de petróleo bruto, segundo a sua região de origem, em 2013 (Fonte: DGEG 2014)	43
Tabela 3.2 Distâncias percorridas pelo petróleo bruto até Portugal, por origem e por via de transporte	44
Tabela 3.3 Produção de refinados, por tipo de produto e por refinaria em 2013 (Fonte: Galp 2013)	45
Tabela 3.4 Consumo de água nas refinarias nacionais, para o ano de 2013 (Fonte: Galp 2013)	45
Tabela 3.5 Consumo de energia nas refinarias nacionais para o ano de 2013 (Fonte: Galp 2013).....	46
Tabela 3.6 Efluentes líquidos produzidos no ano de 2013, com destino a uma estação de tratamento (Fonte: Galp 2013)	46
Tabela 3.7 Produção de resíduos nas refinarias nacionais, em 2013, por tipo de resíduo (Fonte: Galp 2013).....	46
Tabela 3.8 Percentagem dos produtos produzida em Portugal e importada, em 2013 (Fonte: DGEG 2013)	48
Tabela 3.9 Distâncias e diâmetros dos <i>pipelines</i> internacionais com origem na Argélia (Fonte: REN 2014)	51
Tabela 3.10 Peso de cada origem nas importações de gás natural, em 2013 (Fonte: DGEG 2013)	54
Tabela 3.11 Especificações de construção da RNTGN (Fonte: REN 2013).....	54
Tabela 3.12 Factor de equivalência para o indicador captação de água (feq_{WA})	58
Tabela 3.13 Critérios para a atribuição do factor de equivalência, do indicador uso do solo.	60
Tabela 3.14 Efeito de estufa potencial dos principais gases. (Fonte: IPCC)	61
Tabela 4.1 Pressões ambientais associadas ao fabrico e distribuição de derivados de petróleo	64
Tabela 4.2 Pressões ambientais associadas ao fabrico e distribuição de gasóleo e gasóleo com biocombustível	64
Tabela 4.3 Pressões ambientais associadas ao fabrico e distribuição de gasóleo produzido localmente e gasóleo com a inclusão da fracção importada	65
Tabela 4.4 Comparação entre as pressões ambientais de um quilograma de gasóleo na Suíça e em Portugal	74
Tabela 4.5 Comparação entre as pressões ambientais de um quilograma de gasolina na Suíça e em Portugal	74
Tabela 4.6 Pressões ambientais do gás natural, por tipo de consumidor	75
Tabela 4.7 Comparação entre as pressões ambientais de um metro cúbico de gás natural na Suíça e em Portugal	83
Tabela 4.8 Pressões ambientais do gás natural, gasóleo e gasolina pré-combustão	85
Tabela 4.9 Pressões ambientais geradas pela produção de produtos de petróleo e gás natural consumidos em Portugal, no ano de 2013	88
Tabela A.1 Pressões ambientais dos processos de produção e transporte de crude, por origem.....	98
Tabela A.2 Pressões ambientais detalhadas por processo, em solo nacional, para o gasóleo	98
Tabela A.3 Pressões ambientais detalhadas por processo, em solo nacional, para o gasóleo low-sulphur	99
Tabela A.4 Pressões ambientais detalhadas por processo, em solo nacional, para a gasolina.....	99
Tabela A.5 Pressões ambientais detalhadas por processo, em solo nacional, para a gasolina low-sulphur	99
Tabela A.6 Pressões ambientais detalhadas por processo, em solo nacional, para o betume	100

Tabela A.7 Pressões ambientais detalhadas por processo, em solo nacional, para o heavy fuel oil	100
Tabela A.8 Pressões ambientais detalhadas por processo, em solo nacional, para o light fuel oil.....	100
Tabela A.9 Pressões ambientais detalhadas por processo, em solo nacional, para a jet fuel.....	100
Tabela A.10 Pressões ambientais detalhadas por processo, em solo nacional, para a nafta	101
Tabela A.11 Pressões ambientais detalhadas por processo, em solo nacional, para o GPL	101
Tabela A.12 Pressões ambientais da gasolina e do gasóleo em função de um litro	101
Tabela A.13 Pressões ambientais da produção e transporte de <i>pipeline</i> de gás natural, com origem na Argélia.....	102
Tabela A.14 Pressões ambientais da produção, processamento e transporte via marítima de gás natural, com origem na Nigéria	102
Tabela A.15 Pressões ambientais das etapas em solo nacional, para o gás natural, por tipo de consumidor.....	102

1 Introdução

Neste capítulo apresenta-se um enquadramento, relativo ao sector dos produtos petrolíferos e gás natural, em Portugal. É ainda demonstrada a motivação que levou ao desenvolvimento do trabalho, os seus objectivos e estrutura da dissertação.

1.1 Enquadramento

Ao longo dos anos a quantidade de CO₂ equivalente, proveniente da queima de combustíveis fósseis, foi o indicador de pressão ambiental mais utilizado no que toca a avaliação de impactes no meio, de origem em combustíveis como o gasóleo, gasolina ou o gás natural. No entanto esta metodologia é incompleta, não representando na globalidade os reais impactes do consumo de combustíveis fósseis. É assim necessário que a informação produzida nesta matéria seja mais representativa e comparável entre actividades ou sectores.

Em Portugal, não existem reservas de recursos energéticos fósseis significativas, conduzindo assim a uma dependência energética externa de produtos como o petróleo, gás natural e carvão. No ano de 2012 esta dependência foi de 79,8% do total de energia primária (Dias et al. 2013). Destes recursos importados, cerca de 81% dos custos correspondem a petróleo e derivados, e 13% a gás natural, como podemos constatar pela Figura 1.1 (DGEG 2013).

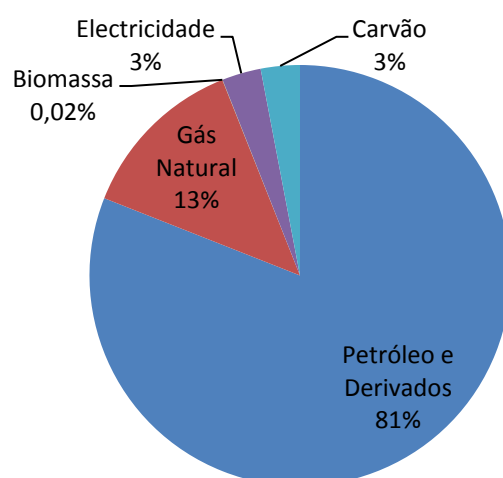


Figura 1.1 Composição, em Euros, das importações de energia em Portugal, no ano de 2012. (Fonte: DGEG 2013)

Desta forma o gás natural, petróleo e refinados são os produtos mais significativos de entre as importações de produtos energéticos e, como a Figura 1.2 destaca, são também as principais fontes de energia primária utilizadas, ainda que o peso relativo do petróleo e derivados tenha vindo a diminuir ao longo dos anos, passando de 58,6% em 2005 para 43,4% em 2012. A segunda fonte mais utilizada foi o gás natural com 18,8%, para o ano de 2012 (Dias et al. 2013).

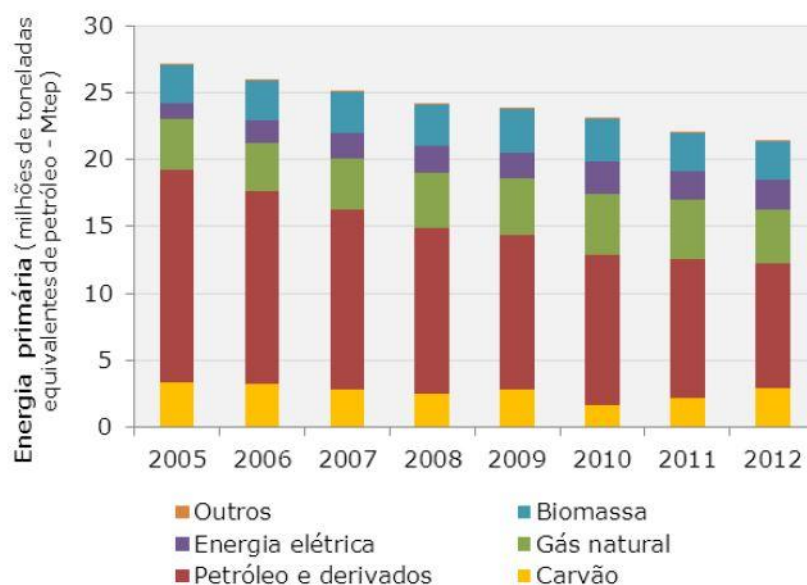


Figura 1.2 Consumo de energia primária, por tipo de energia, em Portugal. (Fonte: Dias et al. 2013)

Dada a dependência Portuguesa de petróleo e gás natural, optou-se por direccionar o estudo neste sentido, de forma a compreender quais serão os impactes dos operadores do sector, produzindo informação comparável não só entre operadores do sector mas também entre os diversos sectores de actividade.

A análise de ciclo de vida (ACV) permitirá analisar os impactes dos produtos de forma mais completa, numa perspectiva “from cradle to grave”, tomando também uma vertente de tomada de decisão, na seleção de produtos que resultem num menor impacte para o ambiente (Ferreira 2004). Esta metodologia divide-se em quatro etapas, que serão desenvolvidas no capítulo 2.

A importância de combustíveis fósseis no nosso quotidiano, para transporte, produção industrial ou até mesmo nas nossas casas, com o actual nível tecnológico, torna-os praticamente insubstituíveis. O consumo destes produtos, e as emissões de gases com efeito de estufa que resultam da sua combustão estão intimamente ligadas às alterações climáticas e aos seus efeitos adversos para o meio, como por exemplo o aumento da frequência de

fenómenos climáticos extremos ou o aumento da temperatura média da atmosfera. O presente estudo pretende expandir a tradicional abordagem, de considerar apenas as pressões no momento do consumo, para uma perspectiva mais global e abrangente, contabilizando assim todas as pressões ambientais que estão por de trás da cadeia produtiva do gás natural e produtos petrolíferos em Portugal.

1.2 Objectivos

O objectivo central deste trabalho passa por produzir informação comparável e homogénea, que permita avaliar o desempenho ambiental do sector do gás natural e produtos petrolíferos em Portugal continental, numa perspectiva análise de ciclo de vida, compreendendo a extracção, processamento, transporte e distribuição. Pretende-se ainda a produção de indicadores que possam ser usados na análise de ciclo de vida de outros produtos e sectores, recorrendo ao método *Ecoblok*.

Com a aplicação do método *Ecoblok*, ambiciona-se contribuir para o desenvolvimento desta metodologia, testando a sua aplicabilidade ao sector em estudo, produzindo dados de forma padronizada, que possibilitem a sua utilização seja em processos de tomada de decisão, seja em outros estudos de ACV.

1.3 Estrutura da dissertação

A dissertação está organizada em cinco capítulos, apresentados abaixo.

- 1. Introdução:** Capítulo apresenta um enquadramento geral ao tema, os objectivos do trabalho, e conclui com a estrutura da dissertação.
- 2. Revisão da literatura:** Neste capítulo serão expostos os fundamentos teóricos, que serviram de apoio ao desenvolvimento do trabalho. É iniciado com uma descrição do sector dos produtos petrolíferos e gás natural no contexto português. O capítulo finaliza com a apresentação da metodologia de análise de ciclo de vida, e a sua adaptação ao sector.

- 3. Metodologia:** Descrição das etapas metodológicas e dos procedimentos adotados, ao longo da elaboração do presente trabalho.
- 4. Resultados e Discussão:** Apresentação dos resultados obtidos para os processos estudados. O capítulo estará dividido por tipo de indicador, onde serão discutidos os resultados obtidos.
- 5. Conclusões:** Este capítulo apresenta as considerações finais que resultam do desenvolvimento da dissertação. São ainda apresentadas as principais limitações identificadas e desenvolvimentos futuros.

2 Revisão da literatura

O capítulo encontra-se organizado em quatro secções, correspondendo as secções 2.1 e 2.2 a um enquadramento a relativo ao sector do petróleo e gás natural respectivamente. A secção 2.3 aborda a questão da dependência energética e a secção 2.4 a metodologia da ACV, assim como a sua aplicação ao caso de estudo.

2.1 Enquadramento do sector petrolífero

Considerando todos os consumos de petróleo, biodiesel, e etanol a nível mundial, verifica-se que no ano de 2013, foram consumidos 4185,1 Mt. Este valor representa um acréscimo de 1,4% relativamente ao ano anterior, confirmando o padrão de crescimento do consumo, verificado dos últimos anos, demonstrado na Figura 2.1 (BP 2014).

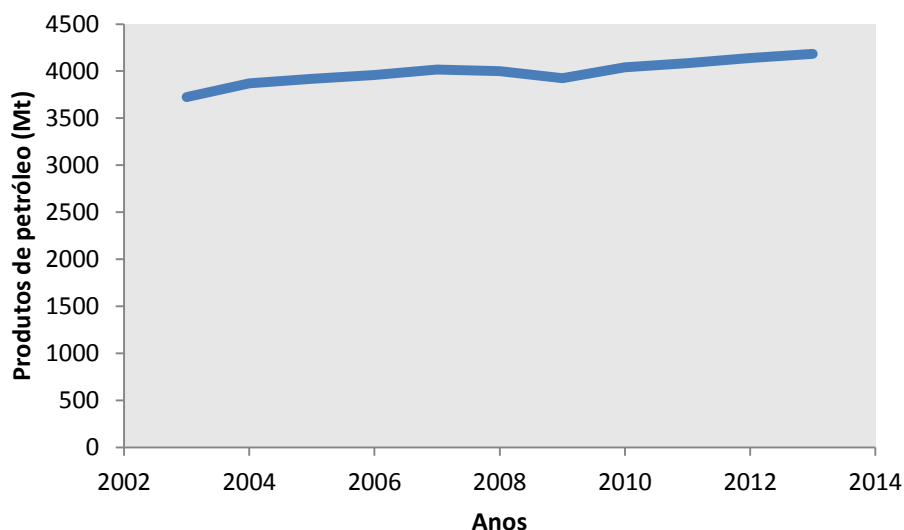


Figura 2.1 Evolução do consumo anual de combustíveis de petróleo, a nível mundial. (Fonte: BP 2014)

O gráfico anterior (Figura 2.1) demonstra que a actual demanda por recursos petrolíferos tem aumentado ao longo dos últimos anos e a tendência será para continuar a

aumentar, com previsíveis efeitos adversos nos sistemas naturais. Como tal, formas alternativas de energia ou o aumento da eficiência da combustão produtos petrolíferos afiguram-se como os principais meios para reduzir os impactes no meio que resultem do consumo destes recursos.

Para tal é necessário que o passivo ambiental no presente esteja bem identificado e documentado para que futuras alternativas se assumam como viáveis face à tecnologia actual. De forma a implementar este tipo de comparações é necessária uma abordagem que considere todo o ciclo de vida dos produtos, como é proposto no presente estudo.

Para esta abordagem ao sector, serão consideradas as várias etapas que constituem o ciclo de vida dos produtos. Como demonstrado na Figura 2.2, a indústria pode ser dividida em seis etapas: prospecção e extracção, referida designadas como fase *upstream*, transporte ou aprovisionamento, refinação, distribuição, comercialização e consumo, como a fase *downstream* (EUROPIA 2008).



Figura 2.2 Etapas do ciclo de vida de um produto petrolífero até chegar ao consumidor final. (Adaptado de: EUROPIA 2008)

2.1.1 Prospecção e extracção de petróleo bruto

A substância a que vulgarmente designamos por petróleo, é constituída por um conjunto de hidrocarbonetos, compostos por átomos de carbono e hidrogénio. As suas moléculas correspondem à fórmula genérica C_nH_{2n+2} . As moléculas de cadeia mais curta normalmente estão na forma gasosa, mas a partir do quinto átomo de carbono passam a apresentar-se na forma liquefeita a condições atmosféricas. Genericamente, com o crescer da cadeia de carbono aumenta a viscosidade e diminui a volatilidade (Alvarez 2009).

Estas substâncias são encontradas em reservas subterrâneas, em meio terrestre ou marítimo, alojadas numa rocha reservatório, entre poros ou fracturas. A dimensão da reserva e capacidade de exploração, determina se estes reservatórios são economicamente viáveis para extracção de petróleo.

A nível mundial para além das reservas petrolíferas em fase de exploração, existem outras identificadas como economicamente viáveis para extracção, e no seu todo constituem o actual stock mundial, apresentado na Tabela 2.1 abaixo, por regiões no final do ano de 2013. Verifica-se que no final de 2013 estão identificadas 238,2 Gt de petróleo por extrair, com evidente destaque para o Médio Oriente que possui quase metade das reservas mundiais. Constata-se ainda que, se a taxa actual de extracção se mantivesse, teríamos mais de 50 anos até se esgotar o stock de petróleo mundial. Ao nível do país, Venezuela (17,7% do total), Arábia Saudita (15,8%) e Canadá (10,3%) possuem as maiores reservas mundiais.

Tabela 2.1 Reservas mundiais de petróleo, por região no final do ano de 2013. (Fonte: BP 2014)

Reservas Provadas	Quantidade no final de 2013 (Gt)	Peso da região (%)	Duração das reservas (anos)
América do Norte	35,0	13,6	37,4
América do Sul e Central	51,1	19,5	>100
Europa e Eurásia	19,9	8,8	23,4
Médio Oriente	109,4	47,9	78,1
África	17,3	7,7	40,5
Ásia - Pacífico	5,6	2,5	14,0
Total Mundo	238,2	100,0	53,3

Para além das reservas, de forma a ter uma perspectiva mais real da localização de grande parte da indústria é necessário considerar também a extracção de recurso, pois uma maior quantidade de reservas não significa necessariamente uma maior quantidade de extracção. Assim, fazendo uma análise semelhante à anterior, na Tabela 2.2, verificamos que o Médio Oriente é a região com maior produção no ano de 2013, contribuindo para 32,2% de toda a produção mundial, seguidamente destacam-se Europa, Ásia e América do Norte como maiores produtores. A nível do país, o maior produtor mundial foi a Arábia Saudita (13,1% do total mundial) seguida de Rússia (12,9%) e Estados Unidos da América (10,8%). Destaque ainda para o crescimento de 8,7% da produção na região da América do Norte relativamente ao ano de 2012.

A produção anual relativamente baixa da América do Sul e Central, aliadas às suas reservas, elevam a duração do recurso nesta região para um período superior a 100 anos, como demonstrado na tabela anterior.

Tabela 2.2 Petróleo produzido por região no final do ano de 2013. (Fonte: BP 2014)

Produção anual	Quantidade no final de 2013 (Mt)	Peso da região (%)	Relação com a produção do ano anterior (%)
América do Norte	781,1	18,9	8,7
América do Sul e Central	374,4	9,1	0,2
Europa e Eurásia	837,5	20,3	0,3
Médio Oriente	1329,3	32,2	-0,7
África	418,6	10,1	-5,7
Ásia - Pacífico	392,0	9,5	-1,7
Total Mundo	4132,9	100,0	0,6

Portugal uma vez que não possui actualmente qualquer tipo de exploração de recursos petrolíferos, assume-se como um país importador. A importação de petróleo bruto realiza-se por via marítima, com origem em países situados na Eurásia ou África Ocidental.

Uma análise da Figura 2.3, permite concluir que África se assume como o grande fornecedor nacional, ganhando ainda mais peso nos últimos dois anos, no sentido oposto o continente Americano perdeu no ano de 2013, cerca de 83% das suas exportações para Portugal, enquanto a Ásia se manteve relativamente constante de 2011 a 2013.

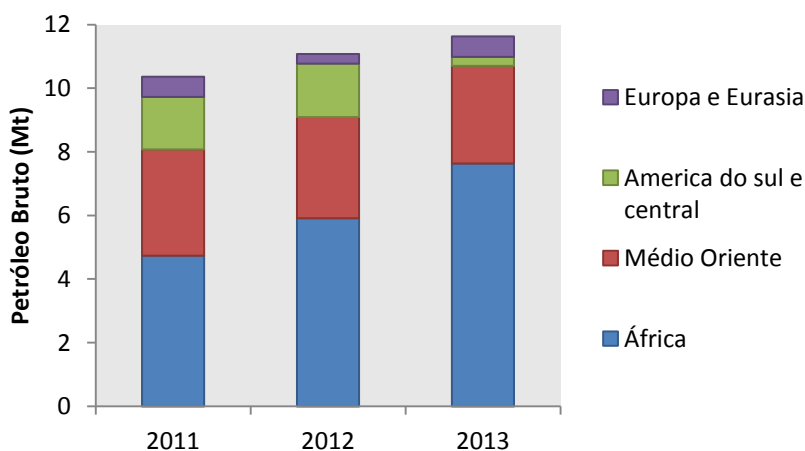


Figura 2.3 Origem das importações Portuguesas de petróleo bruto, em milhões de toneladas. (Fonte: DGEG 2014)

No ano de 2012 Angola (23,7%), Brasil (11,4%), Cazaquistão (10,1%), Argélia (9,7%), e Arábia Saudita (9,5%) foram os principais países fornecedores de petróleo bruto, enquanto em 2013 se destacaram Angola (36,5%), Camarões (11,5%), Arábia Saudita (8,4%), e Cazaquistão (7,4%) (DGEG 2014).

2.1.2 Transporte de petróleo bruto

O petróleo bruto poderá ser transportado do local onde é extraído até ao local de refinação através de diversas formas que incluem: oleodutos, transporte marítimo e ferroviário. Para o presente estudo, constata-se que o petróleo bruto que chega a Portugal é transportado por navios petroleiros até um terminal de descarga de um porto e transportado até à refinaria via oleoduto.

A Figura 2.4 abaixo representa as principais transações de petróleo bruto entre regiões e continentes.

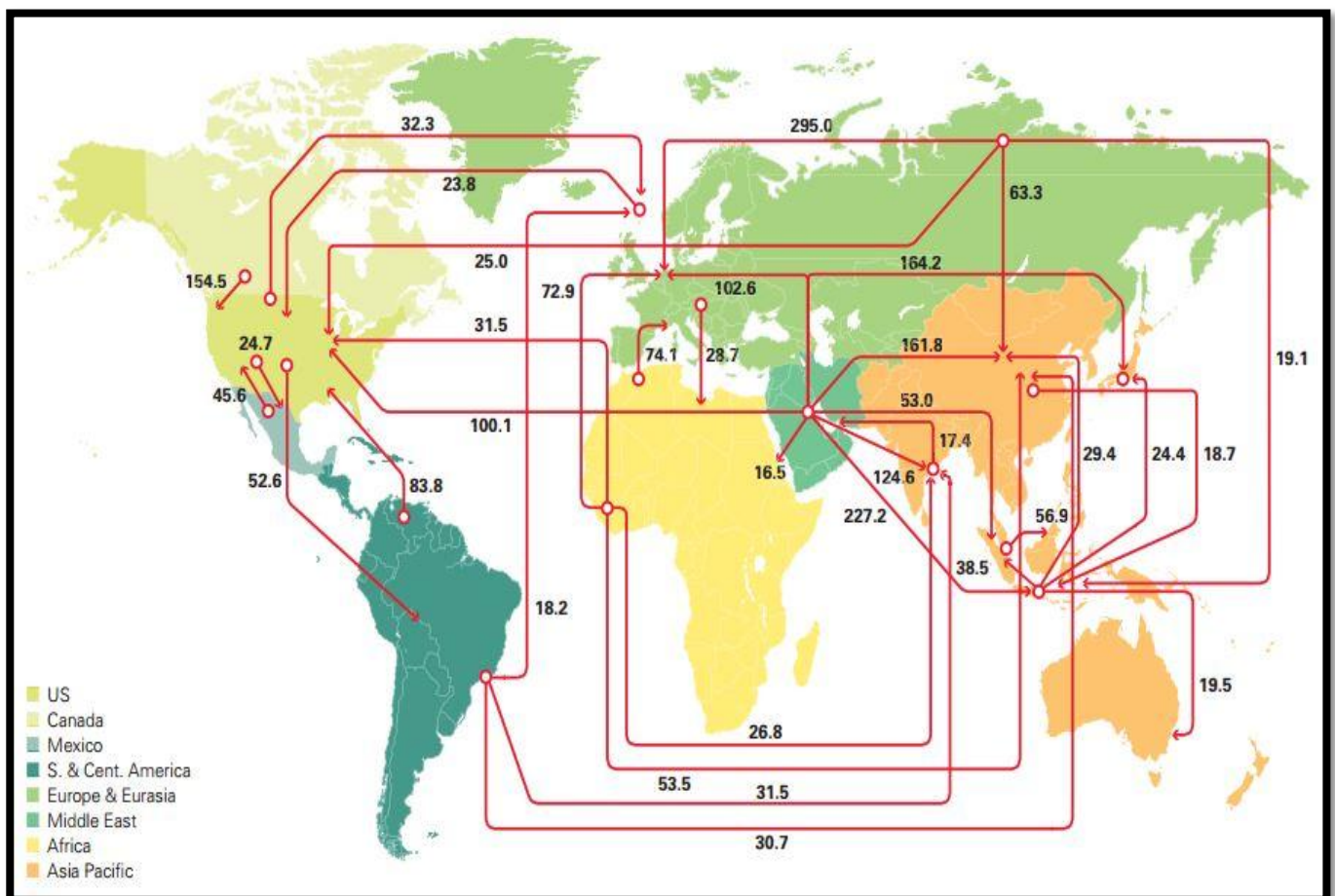


Figura 2.4 Transacções de petróleo bruto a nível mundial no ano de 2013, em Mt. (Fonte: BP 2014)

No ano de 2013, foram exportados a nível mundial 1878 Mt de petróleo bruto, com destaque para as exportações dos Estados Unidos, Médio Oriente e a região da antiga União Soviética, nas importações destaque para a Europa e Estados Unidos da América.

A nível nacional existem dois pontos principais de entrada de petróleo bruto, que recebem os transportes de longo curso, o porto de Sines e o porto de Leixões. Estes portos abastecem as refinarias de Sines e Matosinhos respectivamente.

O porto de Leixões recebe maioritariamente petróleo bruto, cerca de 3Mt a 4 Mt por ano, que dá entrada na refinaria como matéria-prima. No entanto, este porto recebe também produtos petrolíferos já refinados e outros granéis líquidos, como é possível constatar pela Figura 2.5.

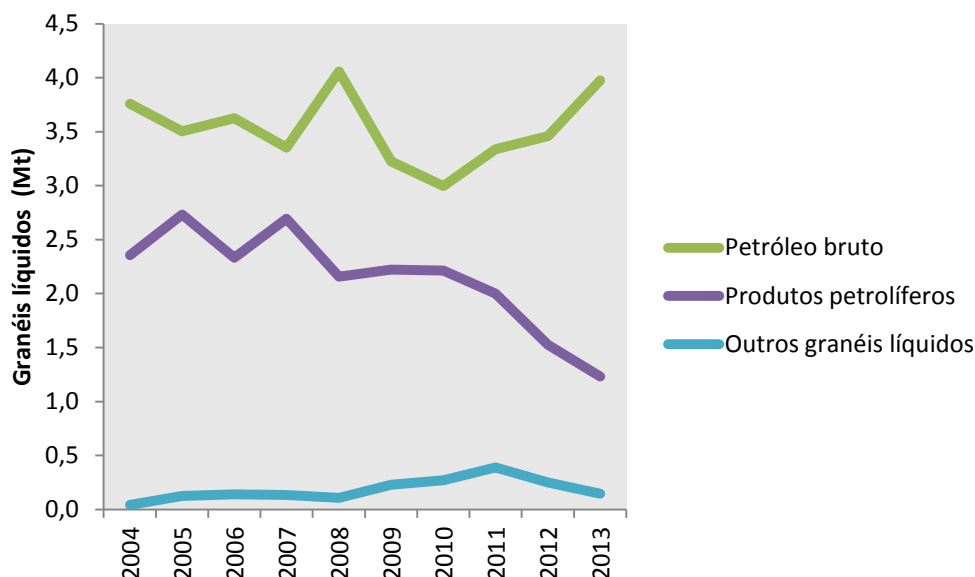


Figura 2.5 Granéis líquidos descarregados no porto do Douro e Leixões. (Fonte: IPTM 2013)

O porto de Sines, recebeu aproximadamente 8 Mt por ano, nos últimos dois anos, e produtos petrolíferos refinados na ordem dos 4 Mt nos últimos anos. Esta diferença nas quantidades de petróleo recebidas, nos dois portos, permite inferir quanto à capacidade refinadora das duas instalações, cabendo a Sines uma maior capacidade e consequentemente maior influencia no mercado nacional.

A Figura 2.6 demonstra um decréscimo nos últimos anos da quantidade de petróleo bruto descarregado no porto de Sines e um aumento dos produtos refinados. Este facto poderá ser explicado pela política cruzada entre as duas refinarias da Galp Energia, empresa detentora das refinarias nacionais, ou pelo aumento das importações de produtos refinados.

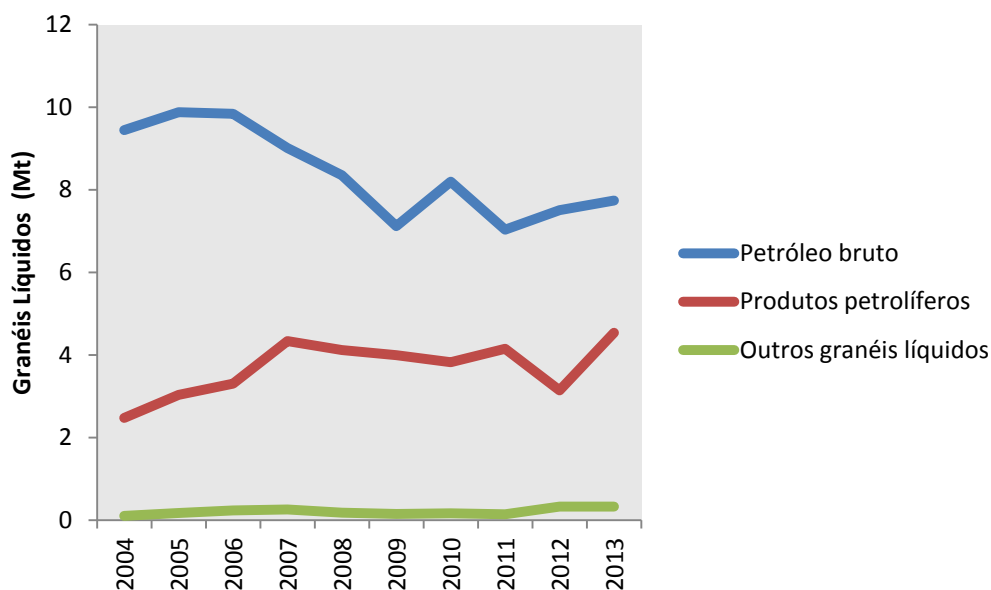


Figura 2.6 Granéis líquidos descarregados no porto de Sines. (Fonte: IPTM 2013)

2.1.3 Refinação de petróleo bruto

A refinação consiste no processamento de petróleo bruto para que este se transforme em produtos úteis como os combustíveis e lubrificantes para veículos motorizados, ou produtos que poderão ser utilizados na indústria petroquímica para formar, por exemplo, os plásticos. O petróleo bruto é composto por hidrocarbonetos de diversos tipos, sendo que a refinação tira partido dos diferentes pesos, volatilidades e temperaturas de ebulição para os desagregar (“Fundamentos de Refinação - Galp Energia” 2014).

Os processos das refinarias podem ser classificados em quatro categorias (P&G 2009):

Separação - separando o petróleo em fracções de estrutura molecular e ponto de ebulição diferente, num processo de destilação, sem ocorrência de reacções químicas.

Tratamento – melhoria na qualidade das fracções de petróleo destiladas, para corresponder às especificações dos produtos finais.

Cracking – promove reacções de fraccionamento que quebram as moléculas de hidrocarbonetos mais pesadas e menos rentáveis em moléculas de cadeia mais curta. A este processo segue-se nova destilação das fracções.

Transformação – Utilizada para a produção de novos compostos, como por exemplo a conversão de GPL (gás de petróleo liquido) nos componentes de mistura da gasolina.

Os processos anteriores caracterizam à maioria das refinarias em actividade mas independentemente disso é possível diferenciar as refinarias em três principais tipos: “*hydroskimming*”, “*cracking*” e conversão profunda.

“*Hydroskimming*” corresponde a instalação mais simples, com reduzido número de processos, separando o petróleo por destilação em vários fluxos que são tratados para corresponder a especificações de produtos comerciais, estas refinarias geralmente não efectuem o processo de conversão, sendo que os seus produtos reflectem muito a composição do crude processado.

A refinaria de “*cracking*” contém os mesmos processos da anterior mas é adicionado o processo de *cracking*, para aumentar a quantidade de produtos com elevado valor como o gasóleo, gasolina e lubrificantes. Requerem mais energia por unidade produzida e maior libertação de gases com efeito de estufa (GEE), em relação à unidade anterior.

À instalação de conversão profunda, é adicionado o processo de transformação de produtos, que converte os componentes pesados em mais leves e com maior aplicabilidade, como o *jet fuel*. Como consequência da maior taxa de aproveitamento do crude esta instalação requer maior intensidade energética e consequentemente maior emissão de GEE (EUROPIA 2008).

A maior parte das refinarias produz uma elevada quantidade de produtos que normalmente incluem: GPL, nafta, gasolina, combustível de avião ou *jet fuel*, gasóleo para automóveis, navios e aquecimento doméstico, fuel oil, óleo lubrificante, betume, ceras e óleos de polimento. Gasolina e gasóleo são os principais outputs de uma refinaria e também são os que representam em média as duas maiores percentagem de produtos finais (EUROPIA 2008).

A Galp Energia é detentora de toda a capacidade refinadora a nível nacional, com duas unidades localizadas em Sines e Matosinhos. Ambas são geridas de forma integrada e foram recentemente alvo de um projecto de conversão tecnológica, para aumentar a capacidade de refinação, especialmente de gasóleo. Sines representa 70% da capacidade nacional, é uma instalação de “*cracking*”, com uma capacidade de armazenagem de três milhões de metros cúbicos, sendo metade dessa capacidade destinada a petróleo bruto, e a restante a produtos intermédios e finais. Apresenta no total uma capacidade de refinação de cerca 10 Mt de petróleo bruto por ano (Galp 2013a).

Como representado pela Figura 2.7, Sines produz maioritariamente gasóleos, gasolinas e fuéis, sendo a principal unidade nacional na produção de combustíveis rodoviários, a nafta não é contabilizada no gráfico acima por ser considerada produto intermédio. A entrada em funcionamento da unidade de *hydrocracker* em Janeiro de 2013 permitiu maximizar a produção de gasóleo (“Refinação - Galp Energia” 2014).

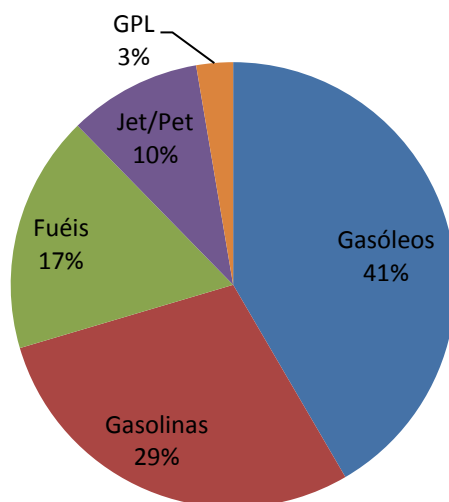


Figura 2.7 Produtos finais da refinaria de Sines por percentagem de output. (Fonte: Refinaria de Sines Databook 2013)

A unidade de Matosinhos possui uma capacidade instalada de refinação de 5,5 milhões de toneladas de petróleo bruto por ano, uma capacidade de armazenagem de cerca de 1,8 milhões de toneladas dos quais cerca de 600 mil toneladas são destinadas a petróleo bruto. Os principais produtos refinados são: GPL, gasolinas, nafta, *jet fuel*, gasóleos, fuéis, óleos base, óleos lubrificantes, parafinas, solventes alifáticos e aromáticos, benzeno, tolueno, xilenos e betumes (Galp 2013b).

A maior diversidade de produtos refinados em Matosinhos relativamente a Sines resulta da integração no complexo de uma fábrica de aromáticos, uma fábrica de óleos base e uma fábrica de lubrificantes, sendo que, por exemplo, a nafta produzida em Sines é enviada para a fábrica de aromáticos, constituindo um dos factores de integração entre as duas instalações (“Projeto de Conversão Das Refinarias | Portugal - Galp Energia” 2014).

A Tabela 2.3 abaixo representa a quantidade de petróleo bruto processado em Portugal no conjunto das duas refinarias, em milhares de barris, equivalendo um barril a 163,65 L de petróleo bruto. É de notar que 2011 constitui um mínimo, dos anos apresentados, e 2013 o ano de maior quantidade de crude processado, o que poderá ser reflexo da recente reconversão das refinarias, terminada no final 2012, e que permitiu aumentar a produção de gasóleo e consequentemente o volume de crude processado.

Tabela 2.3 Crude processado nas refinarias a nível nacional. (Fonte: Galp Energia)

Anos	2010	2011	2012	2013
Crude processado (kbbl)	84,7	76,2	81,8	87,5

A procura a nível nacional de combustíveis não é satisfeita apenas com a produção interna, sendo que as importações de refinados também têm um peso significativo no consumo de combustíveis, esses dados serão incluídos na secção seguinte.

2.1.4 Distribuição, comercialização e consumo de produtos petrolíferos

Depois de ser submetido a um processo de refinação o petróleo bruto dá origem a produtos como o gasóleo ou gasolina, entre outros produtos de vital importância para actividades como o transporte e a indústria.

O consumo de energia final, com origem em produtos petrolíferos em Portugal, é apresentado na Figura 2.8. Este está dividido por sectores de actividade, com evidente destaque para os transportes, como maior sector de consumo ao longo dos últimos anos, a indústria é o segundo sector com maior peso.

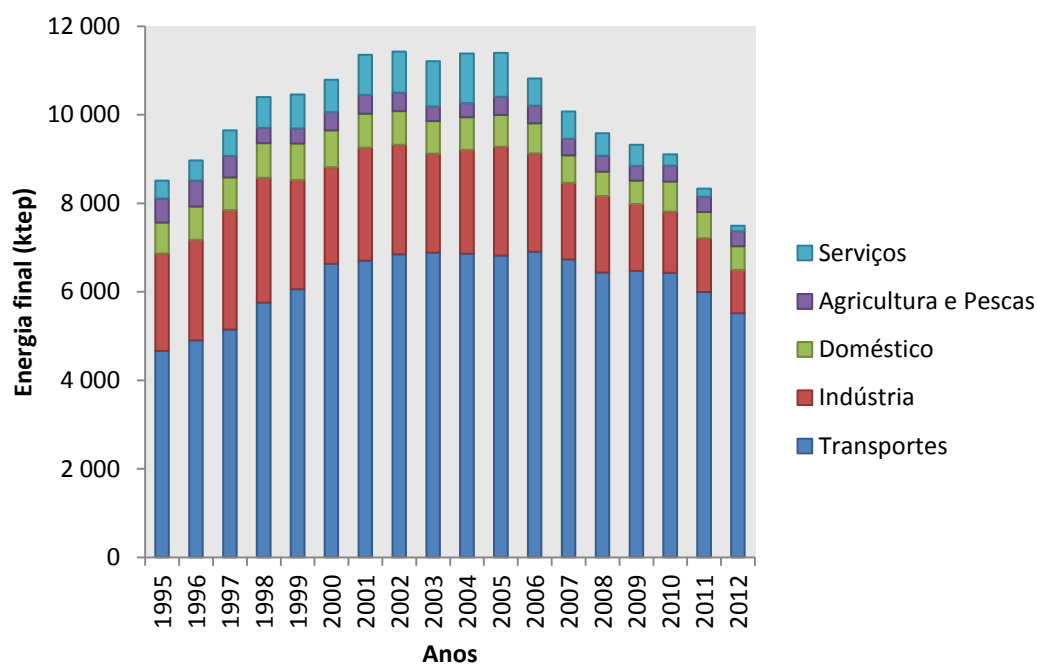


Figura 2.8 Consumo de energia final por sector de actividade, em Portugal. (Fonte: DGEG 2013)

Seguidamente será desenvolvida uma descrição do sistema de transporte, distribuição, e comercialização de derivados do petróleo. Dada a importância dos transportes procede-se também a uma breve análise ao parque automóvel Português.

Considerando o sistema Português, e após o processo de refinação, os combustíveis são distribuídos em parques de armazenamento distribuídos por todo o território nacional (Figura 2.9). Existem actualmente 24 parques e terminais de armazenamento, dos quais dois encontram-se desactivados. Estes parques, geridos individualmente ou em conjunto, são detidos, na sua maioria, pelas principais empresas petrolíferas com actividade em território nacional: BP, CEPSA, GALP e REPSOL. Existindo ainda parques geridos por empresas de capital partilhado (APETRO 2011).



Figura 2.9 Localização das refinarias, oleodutos e principais pontos de armazenamento a nível nacional. (Fonte: DGEG 2013)

Os principais depósitos de armazenagem existentes em Portugal localizam-se em Matosinhos, Aveiro, Aveiras de Cima, Lisboa, Setúbal e Sines. Os parques encontram-se na sua maioria junto ao litoral, para facilitar o seu abastecimento e pela proximidade aos grandes pontos de consumo como Lisboa e Porto. O abastecimento destes, quer seja efectuado pelas

refinarias existentes, ou com origem em importações, é efectuado principalmente via rodoviária, ferroviária e marítima (APETRO 2011).

A nível nacional, o parque de Aveiras de Cima é o único abastecido através de oleoduto de longo curso. Este oleoduto com origem na refinaria de Sines tem um comprimento de 147 km e transporta seis produtos de forma sequencial (oleoduto multi-produto). O parque é gerido pela CLC – Companhia Logística de Combustíveis, e é um dos maiores do país, detendo uma capacidade de armazenamento de 350 000 m³. (“Logística - Galp Energia” 2014)

A distribuição, a partir dos terminais, para os postos de abastecimento é efectuada via rodoviária, por veículos cisterna. Tipicamente cada parque alimenta um determinado perímetro de influência, ou seja, um parque na região norte alimentará clientes daquela zona, facilitando assim a distribuição pelos postos de abastecimento.

De acordo com os principais operadores a actuar na venda a retalho de combustíveis em solo nacional a distância média entre os terminais de armazenamento e as estações de serviço é em média ligeiramente inferior a 100 km. Sendo que dados da Comissão Europeia, apontam para uma área de influência dos depósitos de armazenagem, em média de 150 km, para o contexto da União Europeia. (AdC 2009)

Segundo a APETRO, no início do ano de 2014 existiam em Portugal 2877 postos de abastecimento, repartidos maioritariamente por quatro empresas, Galp, BP, Repsol e Cepsa. Para esta estatística ainda entram postos de administração independente das marcas acima descritas e postos associados a cadeias de hipermercados. Em termos de representatividade a Galp e independentes são dominantes, com cerca de 1600 postos, ou seja mais de metade do total.

Na Figura 2.10, estão representadas as vendas dos principais combustíveis de uso corrente, gasóleo, gasolina sem chumbo 95 e gasolina sem chumbo 98, assim como o biodiesel incorporado no gasóleo.

Verifica-se que o gasóleo é o produto que apresenta mais vendas, seguido da gasolina sem chumbo 95. Nos últimos anos têm vindo a decrescer o seu consumo, sendo que a crise económica ou o aumento da eficiência na queima destes combustíveis sejam as possíveis explicações para este decréscimo.

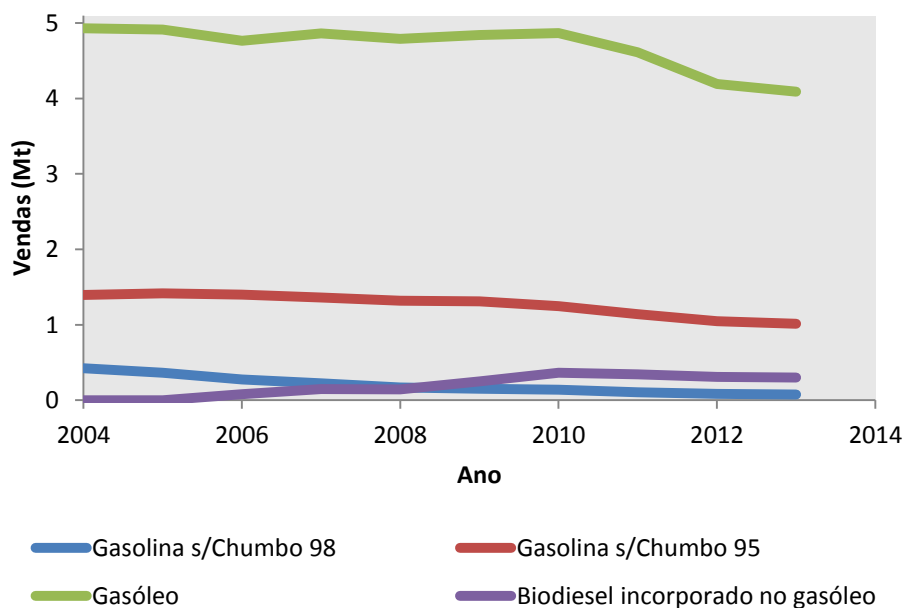


Figura 2.10 Vendas anuais dos três principais produtos disponíveis em postos de abastecimento. (Fonte: DGEG 2013)

As vendas de combustíveis como a gasolina e o gasóleo em Portugal não são efectuadas apenas com produtos produzidos em solo nacional, existindo importações e exportações de vários tipos de produtos refinados. Se considerarmos o saldo importador dos principais produtos comercializados (gasolina e gasóleo), verifica-se, pela análise da tabela 2.4, que Portugal exporta gasolina mas importa gasóleo.

Tabela 2.4 Importações e exportações de gasolina e gasóleo em Portugal. (Fonte: DGEG 2013)

Ano	Exportações Gasolina (t)	Importações Gasolina (t)	Saldo Gasolina (t)	Exportações Gasóleo (t)	Importações Gasóleo (t)	Saldo Gasóleo (t)
2005	792 371	128 426	663 945	210 971	876 140	-665 169
2006	1 274 157	104 709	1 169 448	314 383	638 222	-323 839
2007	1 090 829	89 495	1 001 334	192 297	775 786	-583 489
2008	766 804	115 440	651 364	164 095	1 012 196	-848 101
2009	835 070	239 468	595 602	95 312	1 478 688	-1 383 376
2010	1 035 281	177 957	857 324	35 066	1 180 635	-1 145 569
2011	819 331	190 149	629 182	120 782	1 350 511	-1 229 729
2012	898 498	159 535	738 963	350 482	889 938	-539 456

A importação de gasóleo é um facto condizente com os elevados consumos deste produto, e dada a importância dos transportes para o consumo de combustíveis, é expectável que boa parte dos veículos a circular em Portugal sejam movidos a este combustível.

Seguidamente é apresentada uma breve análise ao parque automóvel Português, visto ser uma importante etapa no ciclo de vida dos produtos petrolíferos. A Figura 2.11 demonstra a evolução do parque automóvel Português, que cresceu ao longo dos anos, até atingir perto de seis milhões de unidades em 2011, e que desde então tem vindo a decair, fruto da estagnação das vendas de automóveis novos (ACAP 2014).

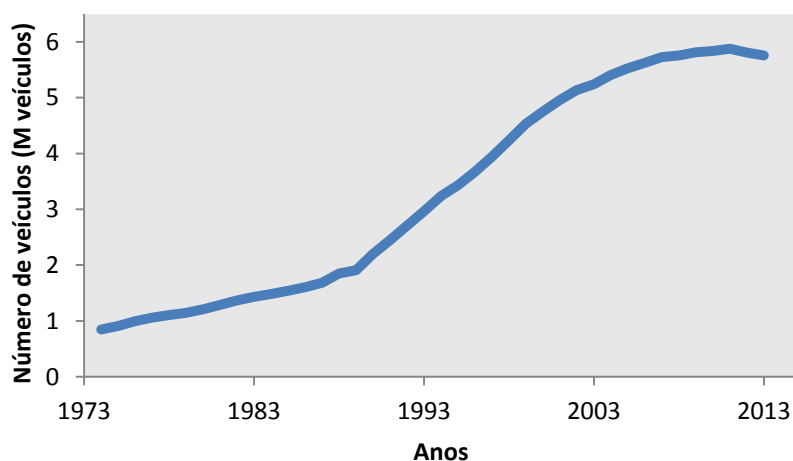


Figura 2.11 Evolução do número de veículos do parque automóvel Português. (Fonte: ACAP 2014)

Dos 5 753 200 veículos existentes no final de 2013, a maioria, perto de 80% correspondem a ligeiros de passageiros, ou seja, transportes individuais (Figura 2.12), que pertencem na sua maioria às famílias. Como tal, as famílias são um factor crucial na pegada ecológica uma vez que os seus consumos e comportamentos influenciam todo o ciclo de vida dos produtos petrolíferos.

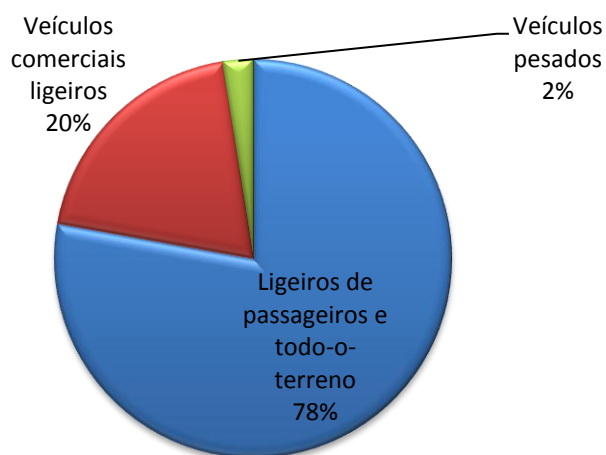


Figura 2.12 Composição do parque automóvel Português no final do ano de 2013 (Fonte: ACAP 2014)

Para além da quantidade, outro factor a considerar numa análise ao parque automóvel português é a idade das viaturas em circulação. A Figura 2.13 demonstra a existência de um parque envelhecido, com a idade média dos ligeiros de passageiros a atingir os 11,2 anos de idade. A categoria mais envelhecida com 14,6 anos é os pesados de passageiros (autocarros).

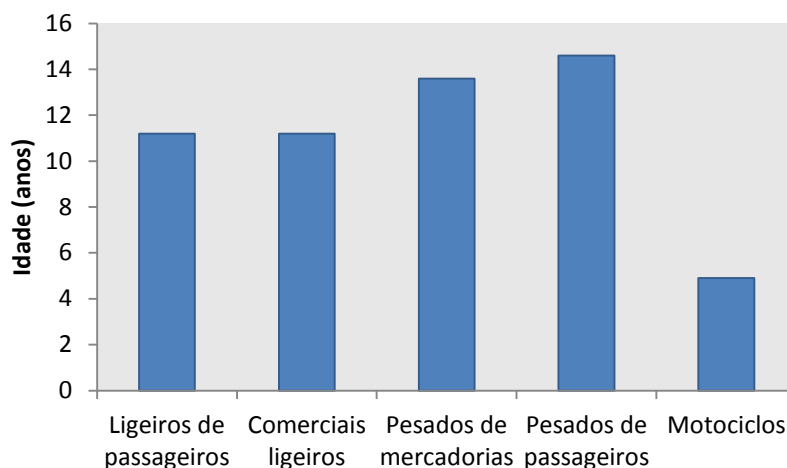


Figura 2.13 Idade dos veículos do parque automóvel português no final do ano de 2013. (Fonte: ACAP 2014)

Uma das questões principais relacionadas com a idade da frota nacional prende-se com a eficiência da queima dos combustíveis e emissões geradas, a tendência será para uma viatura mais antiga ter um pior desempenho nestes aspectos.

O último factor considerado numa análise aos veículos em circulação é o tipo de combustível utilizado. Uma análise às vendas do sector automóvel a partir do ano de 2007 permite concluir que quase a totalidade dos veículos comerciais ligeiros e pesados vendidos utiliza gasóleo como combustível. Para os ligeiros de passageiros os dados também apontam para uma maioria de veículos movidos a gasóleo, com uma média de vendas de 69% de 2007 a 2013 (Figura 2.14).

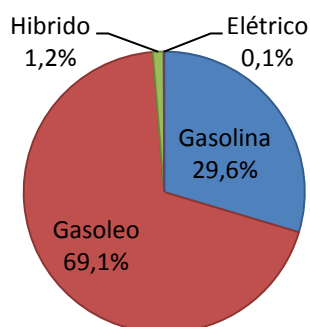


Figura 2.14 Média de combustíveis utilizados pelos veículos ligeiros de passageiros vendidos de 2007 a 2013. (ACAP 2014)

Em suma, Portugal é um país importador de petróleo bruto, uma vez que não possui reservas próprias, com duas refinarias que processam todo o crude importado. Os produtos depois de refinados são distribuídos por uma rede de terminais de armazenamento, espalhados por todo o país, permitindo assim que via rodoviária os combustíveis sejam distribuídos para os postos de abastecimento ou indústria.

Os maiores sectores consumidores de combustíveis em Portugal são os transportes e a indústria, com destaque para os transportes. Neste sector concluiu-se que o parque automóvel português cresceu ao longo dos últimos 30 anos, é constituído maioritariamente por ligeiros de passageiros, cerca de 80%, com uma idade média superior a 10 anos. Sendo o gasóleo o combustível de preferência.

O elevado consumo de gasóleo leva a que nem todo o consumo efectuado a nível nacional seja produzido localmente, existindo necessidade de recorrer a importação deste combustível, já para o caso da gasolina passa-se o oposto, com exportação deste produto.

Outro dos produtos energéticos de elevado consumo em Portugal é o gás natural que será alvo de análise na secção seguinte.

2.2 Enquadramento do sector do gás natural

Introduzido no mercado como uma fonte de energia mais ecológica, cómoda e economicamente competitiva, o gás natural (GN) foi adoptado por todos os sectores de actividade, e o seu consumo tem registado um aumento ao longo dos últimos anos (Figura 2.15).

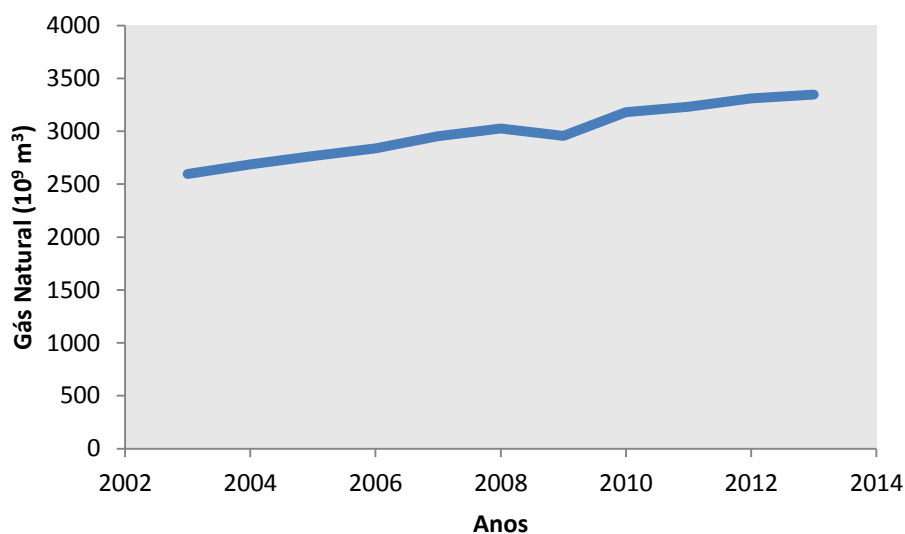


Figura 2.15 Evolução do consumo anual de gás natural a nível mundial. (Fonte: BP 2014)

Uma das evidências do crescimento do mercado do GN, à semelhança do petróleo, é o aumento do consumo a nível mundial, que considerando o intervalo entre 2003 e 2013 subiu 28,9% (BP 2014).

O GN é assim considerado como uma alternativa aos produtos energéticos mais tradicionais como o gasóleo e a gasolina, e a sua influência faz-se sentir principalmente na produção de energia eléctrica e mais recentemente no sector doméstico. O mercado associa este produto, a uma forma de energia “mais limpa”, sendo que este facto pode ser comprovado factualmente pela literatura. Considerando um estudo, conduzido na cidade Canadiana de Surrey, que compara o ciclo de vida de veículos de recolha de resíduos, movidos a GN comprimido e a gasóleo, conclui-se que a utilização de GN como combustível reduz as emissões de gases com efeito de estufa e outros poluentes atmosféricos, assim como reduz os custos do utilizador durante o seu tempo de vida. O GN apresenta uma redução das emissões de gases com efeito de estufa na ordem dos 24% ao longo do ciclo de vida, sendo que este resultado depende da tecnologia utilizada (Rose et al. 2013).

Seguidamente é apresentada uma descrição do sector, dividida segundo as etapas do seu ciclo de vida: extracção, transporte, armazenagem, distribuição, comercialização e consumo.

2.2.1 Extracção de gás natural

O GN é constituído na sua maioria por metano, em média cerca de 80%, sendo a restante percentagem composta por outros hidrocarbonetos de cadeia curta e azoto. Podem existir variações a esta composição, que dependem do local da extracção. (Spath and Mann 2000) Este gás pode ser encontrado subsolo, em rochas porosas, isoladas por rochas impermeáveis, e os depósitos podem estar associados a depósitos petrolíferos ou não.

A nível mundial existem reservas em fase de exploração e reservas identificadas como viáveis para extracção, que aguardam início de actividade. No seu todo constituem o actual stock mundial, apresentado na Tabela 2.5, abaixo, por regiões no final do ano de 2013. Destaque evidente para as reservas de Médio Oriente, Europa e Eurásia, que constituem mais de 70% das reservas mundiais, no caso do Médio Oriente, está prevista uma duração da reserva superior a 100 anos.

Tabela 2.5 Reservas mundiais de gás natural, por região no final do ano de 2013. (Fonte: BP 2014)

Reservas Provadas	Quantidade no final de 2013 (10^{12} m^3)	Peso da região (%)	Duração das reservas (anos)
América do Norte	11,7	6,3	13,0
América do Sul e Central	7,7	4,1	43,5
Europa e Eurásia	56,6	30,5	54,8
Médio Oriente	80,3	43,2	>100
África	14,2	7,6	69,5
Ásia - Pacífico	15,2	8,2	31,1
Total Mundo	185,7	100,0	55,1

A produção tem vindo a aumentar ao longo dos anos de forma a corresponder à procura do mercado. A América do Norte, Europa e Eurásia detêm mais de 50% da produção mundial, como se pode comprovar pela Tabela 2.6.

Tabela 2.6 Gás natural produzido por região no final do ano de 2013. (Fonte: BP 2014)

Produção anual	Quantidade no final de 2013 (10^9 m^3)	Peso da região (%)	Relação com a produção do ano anterior (%)
América do Norte	899,1	26,9	0,9
América do Sul e Central	176,4	5,2	1,5
Europa e Eurásia	1032,9	30,6	0,7
Médio Oriente	568,2	16,8	4,5
África	204,3	6,0	-5,3
Ásia - Pacífico	489,0	14,5	1,1
Total Mundo	3369,9	100,0	1,1

A nível nacional, todos os consumos são satisfeitos através de importações, existindo duas formas de entrada no país: gasoduto e gás natural liquefeito (GNL), abastecido por via marítima. Estas importações de GN têm origem em África, com Argélia, via gasoduto, e a Nigéria, na forma de GNL, a serem os principais fornecedores. No ano de 2013 estes dois países representaram 100% das importações.

2.2.2 Transporte de gás natural

Mundialmente, o transporte de GN é efectuado principalmente através de gasoduto ou transporte marítimo na forma de GNL. A Figura 2.16 representa as principais trocas entre as regiões divididas por forma de transporte. No ano de 2013 foram exportados 1035,9 Gm³, com o Médio Oriente, região da antiga União Soviética e Europa a serem os principais exportadores mundiais, e Estados Unidos, região da Ásia – Pacífico e Europa os principais importadores. A Europa repete-se como principal exportador e importador, devido à produção de países como a Noruega ou Holanda, e ao consumo de países mais industrializados como a Alemanha (BP 2014).

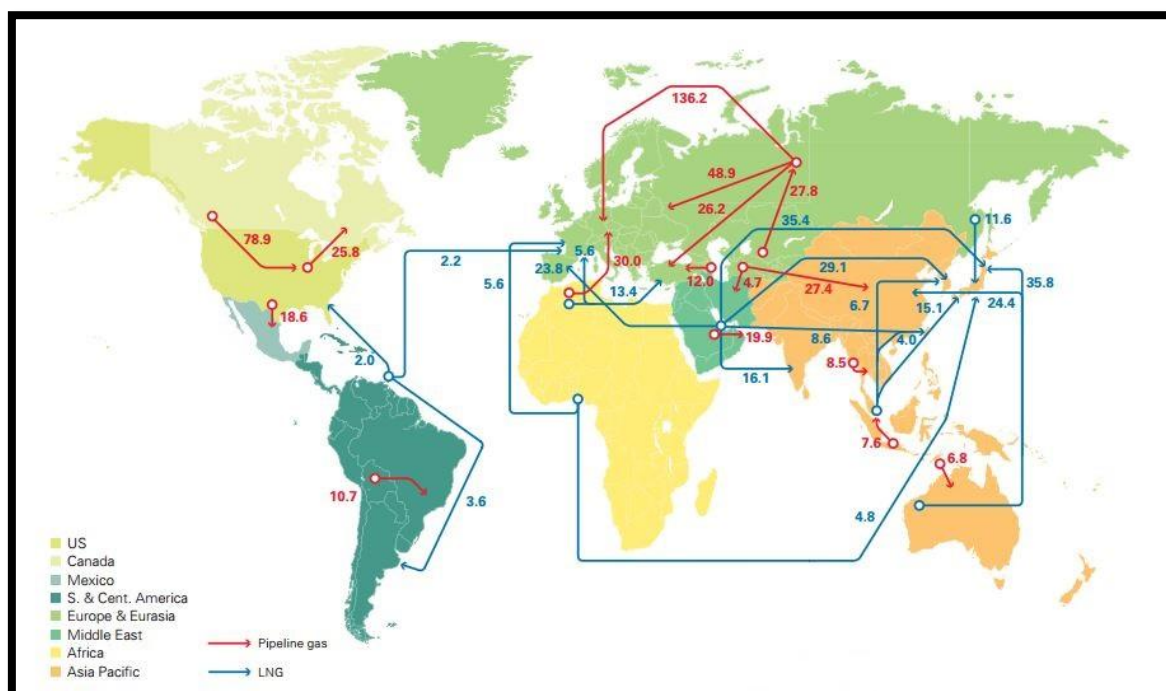


Figura 2.16 Trocas de gás natural entre regiões no ano de 2013, em Gm³. (Fonte: BP 2014)

Destacando o contexto Português, esta forma de energia primária entra em solo nacional via gasoduto em Campo Maior e por via marítima em Sines, na forma de GNL. O gasoduto, que tem origem na Argélia, está dividido em três fracções internacionais: gasoduto do Magreb (1055 km), travessia do estreito de Gibraltar (2x45 km), e a componente Espanhola (513 km) constituída pelo gasoduto Al-Andaluz e da Estremadura (“Pipelines Internacionais - Galp Energia” 2014). Quanto ao sistema nacional, denominado Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN), é constituído por 1375 km de alta pressão, (REN 2013), operados pela REN Gasodutos (Redes Energéticas Nacionais). Estes *pipelines* encontram-se maioritariamente

junto à zona litoral de forma a suprir as necessidades energéticas dos centros populacionais de maior dimensão, como demonstrado pela Figura 2.17.

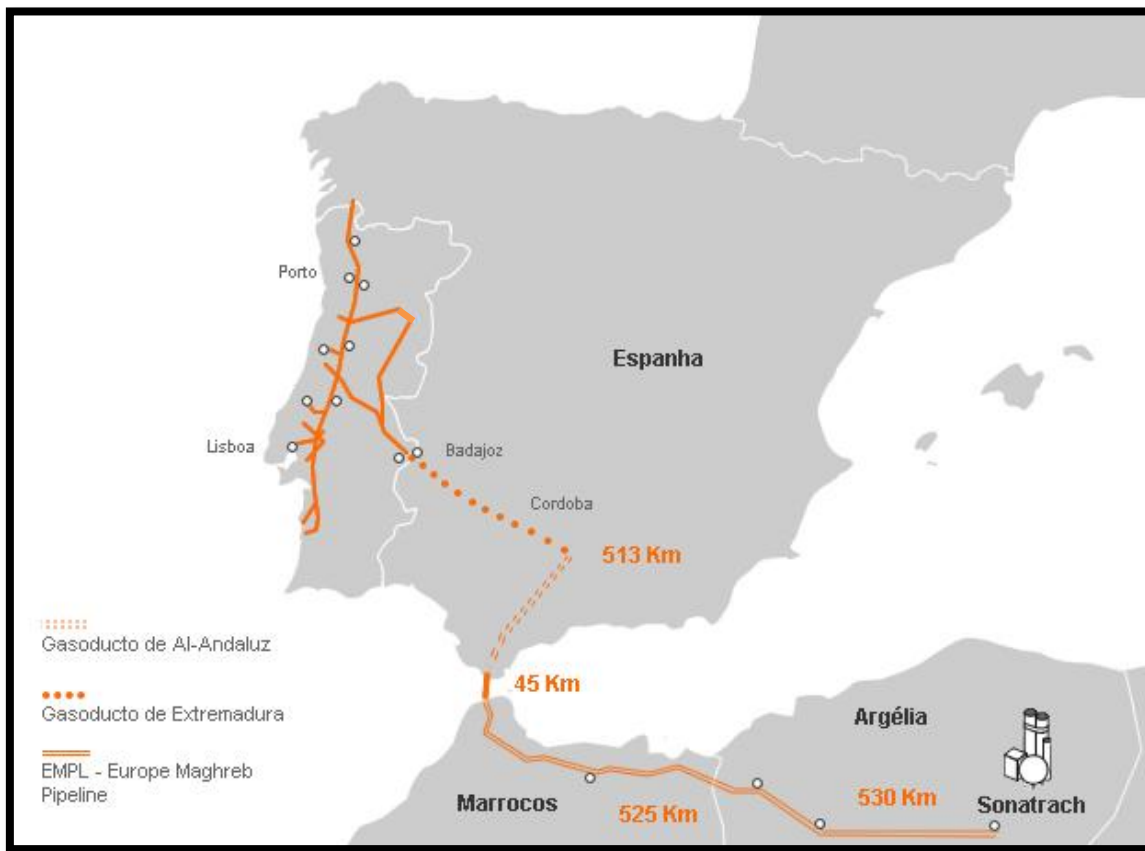


Figura 2.17 Abastecimento nacional de gás natural via gasoduto, com origem na Argélia. (Fonte: Galp Energia)

A outra via de entrada de GN em Portugal, é o terminal de GNL de Sines, que permite a acostagem de navios “metaneiros”, descarga do GNL transportado, regaseificação e injeção no RNTGN. Desde a sua entrada em funcionamento em 2003, a importação de GN na forma de GNL tem ganho importância relativa, pois inicialmente GNL era descarregado no porto de Huelva em Espanha e transportado para Portugal depois de regaseificado. Esta forma de transporte em estado líquido permite transportar para o mesmo volume 600 vezes mais GN que o transporte na forma gasosa (“Gás Natural Liquefeito - APVGN” 2014).

A Figura 2.18, representa a variação da quantidade de GN importado, por forma de entrada no sistema nacional (GNL ou gasoduto), ao longo dos últimos anos. De onde se pode notar a existência de dois períodos distintos, até 2003 onde a contribuição do GNL para as importações foi sempre inferior a 20% e depois de 2003 até ao presente, onde o GNL chega a representar mais de 50% das importações de GN anualmente.

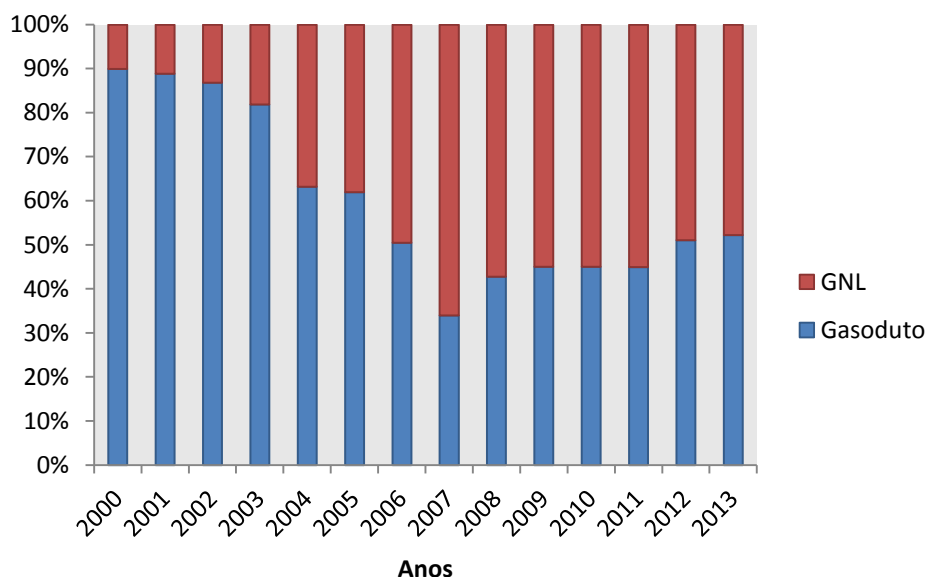


Figura 2.18 Formas de entrada de gás natural em Portugal. (Fonte: DGEG)

Tendo em conta a entrada em funcionamento do terminal de Sines em 2003 e o gráfico anterior (Figura 2.18), percebe-se a importância da construção da infra-estrutura que permitiu assim diversificar as origens das importações e reduzir a dependência energética que Portugal tinha para com a Argélia. Ou seja, apesar dos terminais de GNL serem instalações que requerem uma elevada despesa na sua construção apresentam maior flexibilidade de adaptação ao consumo e elevada segurança, pois o gasoduto internacional cruza vários países que são susceptíveis a riscos, dada a instabilidade política e económica desses países.

2.2.3 Armazenagem de gás natural

Actualmente existem dois pontos principais de armazenamento em Portugal: a armazenagem subterrânea localizada no concelho de Pombal, localidade de Carriço, e o armazenamento do GNL, em Sines. Estes armazenamentos permitem não só gerir os stocks face ao consumo, mas também precaver uma interrupção no fornecimento.

A armazenagem subterrânea do Carriço tem como finalidade não só armazenar GN, como também serve de estação de compressão da RNTGN. O projecto é constituído por 5 cavidades subterrâneas, que têm duas entidades gestoras, a REN e a Transgás, empresa do grupo Galp.

Estas cavernas são constituídas através de um processo de lixiviação, em que é injectado um caudal de água numa formação geológica salina e consequentemente retirada a

salmoura resultante do processo. As cavidades têm uma profundidade de cerca de 1000 metros para o topo, altura de 300 metros e diâmetro de 85 metros e uma pressão máxima de armazenamento a 185 bar. Do volume de GN aqui armazenado resulta uma reserva estratégica de cerca de 20 dias médios de consumo (Sousa 2013).

Quanto ao segundo ponto de armazenamento, o terminal de GNL está situado junto à costa, na zona industrial do porto de Sines, sendo constituído pelas instalações portuárias de recepção de navios metaneiros, instalações para a expedição, instalações de processamento de GNL, despacho de gás natural para a rede e três tranques de armazenamento do GNL. Estes tanques geram uma capacidade de comercial de 390 000 m³ de GNL, que mais uma vez resultam numa importante reserva estratégica de GN com a vantagem de este poder ser expedido sobre a forma gasosa ou líquida (“Terminal de GNL - REN” 2014).

2.2.4 Distribuição, comercialização e consumo de gás natural

O GN nos últimos anos tem ganho importância no mercado nacional, não só para o sector doméstico como também para o industrial, a Figura 2.19 indica as importações Portuguesas de GN, e de onde se pode constatar um crescimento do consumo desde o ano 2000, com a excepção a ser registada partir de 2011 onde se tem notado uma quebra, que será uma das prováveis consequências da crise económica, que afecta os consumidores nacionais.

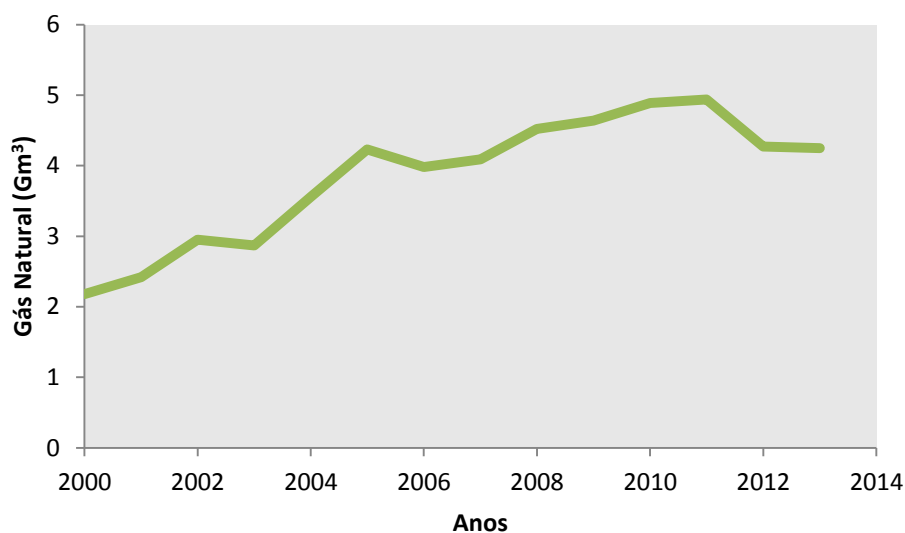


Figura 2.19 Importações nacionais de gás natural por ano. (Fonte: DGEG)

O sistema que leva o GN ao seu consumidor final, para além dos gasodutos internacionais e a rede nacional de transporte de GN (RNTGN) em alta pressão é, também, constituído por 12159 km de gasodutos de média e baixa pressão, que abastecem o consumidor final e são da responsabilidade de empresas de abastecimento regional ou local.

O GN, introduzido em Portugal no ano de 1997, tinha o objectivo de disponibilizar uma forma de energia competitiva e ecológica relativamente às outras alternativas. Isto permitiu a diversificação dos recursos energéticos, reduzir a dependência do petróleo e ainda aumentar a competitividade dos clientes industriais, visto ser economicamente mais acessível.

Inicialmente a sua distribuição era efectuada por concessão a empresas de distribuição local ou regional, enquanto os consumidores com um consumo anual superior a 2 Mm³ eram abastecidos pela Transgás, empresa que na altura era responsável também pelas actividades de importação, armazenamento, transporte e regaseificação (“O Mercado Em Portugal - Galp” 2014).

A partir de 2006, o Decreto-Lei nº30/2006, de 15 de Fevereiro consagrou a liberalização do mercado. Atribuindo assim a separação das actividades comerciais das actividades de gestão de infra-estruturas, o livre acesso a terceiros em condições de igualdade e a existência de um regulador, a ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos). Assim, foram criados comercializadores de último recurso, que comercializam a uma tarifa regulada e comercializadores livres cujo preço de venda é fixado num contexto de mercado livre (“O Mercado Em Portugal - Galp” 2014).

O gráfico seguinte (Figura 2.20) demonstra o consumo relativo de gás natural por sector de actividade.

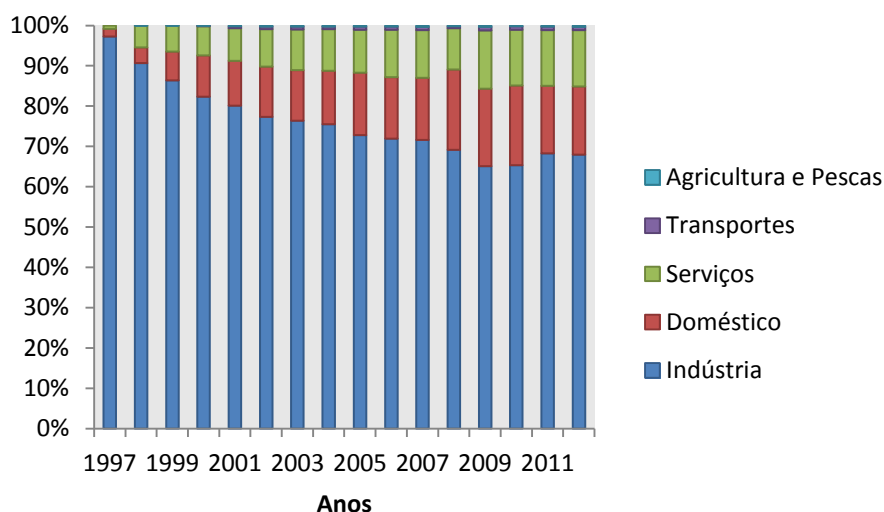


Figura 2.20 Consumo de gás natural (ktep), em Portugal, por sector de actividade. (Fonte: DGEG)

Dividindo o consumo de GN, em ktep, pelos diferentes sectores de actividade, de forma a obter uma percentagem de utilização fica claro que o sector dominante, a indústria, tirou proveito a integração desta energia em Portugal, ainda que o sector doméstico e de serviços tenha ganho algum peso recentemente. A explicação para o elevado consumo industrial é a presença em solo nacional de centrais termoeléctricas que utilizam preferencialmente o GN como combustível.

2.3 Dependência energética do exterior

Ao analisar as origens dos produtos energéticos, nos capítulos anteriores (2.1 e 2.2), constata-se que existe uma total dependência do exterior relativamente a petróleo e gás natural. Posto isto é possível tipificar regiões ou países que ao longo dos anos foram os principais fornecedores nacionais.

No caso do gás natural (GN), Argélia e Nigéria dividem a quase totalidade das importações nacionais. Para o petróleo, África e Médio Oriente são os principais fornecedores com destaque para países como Arábia Saudita, Irão e Angola. Estes países, apesar de estarem localizados nas zonas com mais reservas a nível mundial, possuem um contexto político, económico e social instável, que constitui um factor de risco para a segurança energética de Portugal. As economias destes países estão dependentes das receitas geradas pela indústria dos produtos energéticos, como tal estão vulneráveis a choques de produção e de preço. A riqueza gerada por esta indústria tem favorecido as desigualdades e agravamento das tensões sociais, éticas e religiosas. Esta situação leva a que exista um risco de interrupção do fornecimento energético. (Leal 2011)

A diversificação, de países abastecedores e fontes energéticas, surge como as principais alternativas para Portugal. Neste momento já se encontram aplicadas algumas medidas, mais concretamente no GN. A construção do terminal de gás natural liquefeito (GNL) de Sines permitiu reduzir a dependência da Argélia e do gasoduto do Magreb como único fornecedor de GN. A dependência pode ser reduzida também com a aposta na eficiência energética e nas energias renováveis. Contudo a segurança energética de um país deverá ser acompanhada de instrumentos normativos e de estruturas, que preparem a resposta a situações de crise energética.

2.4 Análise de ciclo de vida

2.4.1 Enquadramento

A Análise de Ciclo de Vida (ACV), segundo a norma ISO 14040:2006 é uma ferramenta que compila e avalia, as entradas (*inputs*), saídas (*outputs*) e impactes ambientais de um produto ou serviço, tendo em consideração todo o seu ciclo de vida. Desta forma torna-se possível avaliar os impactes que um determinado produto ou serviço tem associado (Matos 2012). Esta visão permite aos produtores, consumidores, organizações não-governamentais e até a autoridades com competências ambientais, seleccionar produtos com base nos seus impactes ambientais, identificar oportunidades de melhoria, ou até seleccionar indicadores relevantes para o reporte de questões ambientais no caso dos produtores (Sousa 2012).

A primeira norma a surgir foi a ISO 14040:1997, que definia os princípios e enquadramento da ACV. Posteriormente surgiram as normas ISO 14041:1998, relativa à definição de objectivos, âmbito e análise de inventário, a norma ISO 14042:2000 relativa à avaliação de impactes associados ao ciclo de vida e a norma ISO 14043:2000 referente à interpretação de ciclo de vida. Desde a publicação desse conjunto de normas a metodologia de ACV tem sido revista e melhorada, resultando na alteração das normas iniciais. A Tabela 2.7 apresenta as normas internacionais actualmente em vigor.

Tabela 2.7 Normas ISO relativas a análise de ciclo de vida, actualmente em vigor. (Fonte: adaptado de Matos 2012)

Designação	Descrição
ISO 14040:2006, <i>Environmental management – Life cycle assessment</i>	<i>Principles and Framework</i> , relativa à avaliação do ciclo de vida
ISO 14044:2006, <i>Environmental management – Life cycle assessment</i>	<i>Requirements and guidelines</i>
ISO/TR 14047, <i>Environmental management – Life cycle impact assessment</i>	<i>Examples of application</i>
ISO/TS 14048, <i>Environmental management – Life cycle assessment</i>	<i>Data documentation format</i>
ISO/TR 14049, <i>Environmental management – Life cycle assessment</i>	<i>Examples on how to apply ISO to goal and scope definition and inventory analysis</i>
ISO/TS 14071:2014, <i>Environmental management – Life cycle assessment</i>	<i>Critical review processes and reviewer competencies: additional requirements and guidelines to ISO 14044:2006</i>
ISO/DTS 14072, <i>Environmental management – Life cycle assessment</i>	<i>Requirements and guidelines for organizational life cycle assessment</i>

2.4.2 Metodologia de uma ACV

Uma ACV, metodologicamente, inclui quatro etapas (Figura 2.21) nomeadamente a definição de objectivo e do âmbito, o inventário de ciclo de vida, a avaliação de impacto do ciclo de vida e a interpretação (ISO 14040:2006).

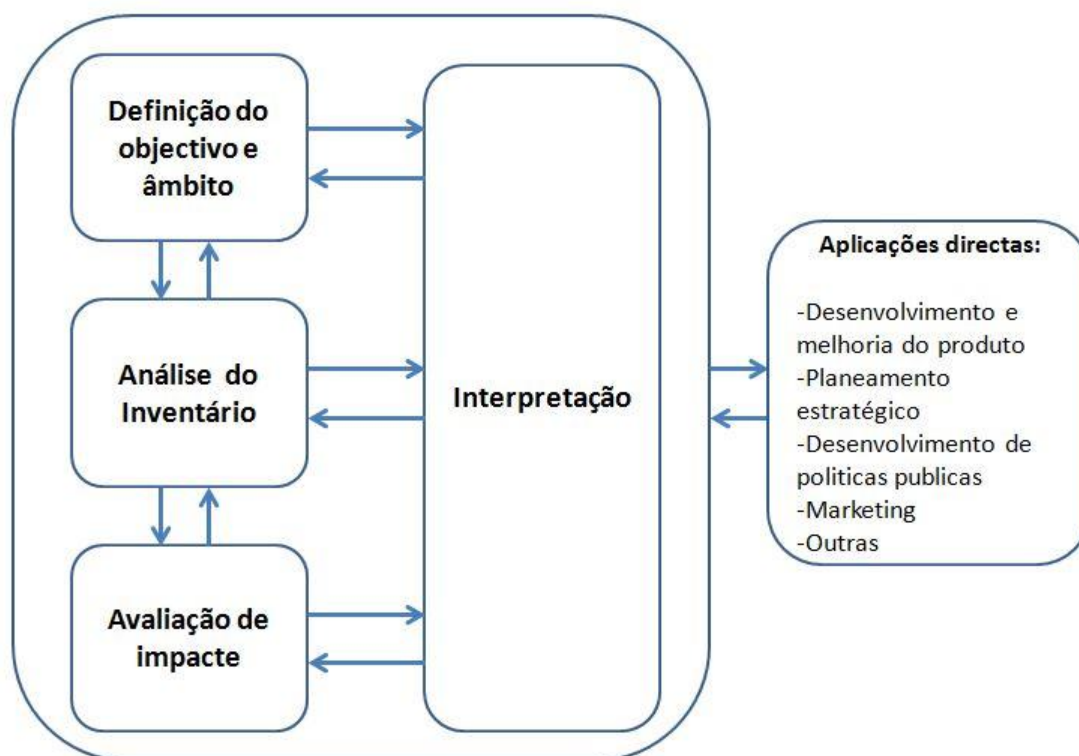


Figura 2.21 Estrutura metodológica de uma análise de ciclo de vida. (Fonte: adaptado de ISO 14040:2006)

1. Definição do objectivo e âmbito: Definição das questões a serem respondidas pela ACV, ou seja, estabelecimento de objectivos e metas (Matos 2012). Para além da definição de objectivo e âmbito deverá incluir a determinação da função do sistema, unidade funcional, limites do sistema, fluxo de referência, bem como pressupostos e limitações do estudo.

2. Análise do Inventário (ICV): quantificação e inventário de todos os *inputs* e *outputs* relativos ao ciclo de vida. Incluindo a quantificação de matérias-primas, energia, materiais e produtos auxiliares, emissões para ar, água e solo, resíduos sólidos e outras emissões ou descargas efectuadas no decorrer do ciclo de vida considerado. Esta poderá ser a fase mais intensiva, sendo necessário tempo e recursos para a recolha dos dados necessários. Dados estes que poderão ser de difícil acesso, como tal as limitações que lhe estão associadas deverão ser

identificadas (Matos 2012). O resultado obtido é um inventário do sistema, definido para cada processo unitário, segundo a unidade funcional considerada.

3. Avaliação de impacte (AICV): Tem como objectivo compreender e avaliar a magnitude e a relevância dos potenciais impactes ambientais associados ao ciclo de vida considerado (Sousa 2012). Os resultados do inventário são durante esta etapa associados a um número de categorias de impacte ambiental específicas e a indicadores de categoria, simplificando a apresentação dos resultados. A norma ISO 14040:2006, estabelece elementos obrigatórios e facultativos nesta etapa, apresentados na Tabela 2.8:

Tabela 2.8 Elementos constituintes da fase de avaliação de impacte de uma ACV. (Fonte: adaptado de ISO 14040:2006)

Elementos		Descrição
Obrigatórios	Seleção de categorias de impacte, indicadores de categoria e de modelos de caracterização	Determinação das categorias e indicadores a considerar na análise;
	Classificação	Atribuição dos resultados do ICV a categorias de impacte ambiental considerando as interações dos outputs com o ambiente;
	Caracterização	Cálculo dos indicadores de categoria, através da atribuição de um factor ou ponderação a cada substância em função do seu contributo para o efeito da categoria, resultando num factor de emissão que é multiplicado pela quantidade de substância;
	Perfil ambiental do produto	Soma de resultados obtendo-se um valor para cada categoria. O conjunto dos indicadores resulta num perfil ambiental comparável com outros produtos ou serviços;
Facultativos	Normalização	Atribuição de um factor relativo a cada uma das categorias de impacte relativamente a determinado dano ambiental;
	Agregação	Agregação dos resultados de forma a obter uma quantificação única para o objecto em estudo;
	Ponderação	Avaliação da contribuição relativa de cada processo nas várias categorias de impacte;
	Análise da qualidade dos dados	Ponderação sobre o erro associado aos dados obtidos.

Frequentemente na literatura de ACV encontra-se a palavra “impacto” para designar uma consequência cuja análise não ultrapassa a quantificação de pressões. Ou seja na maior parte dos casos, a fase de avaliação de impacte refere-se à quantificação de pressões ambientais e não às consequências destas mesmas pressões no ambiente. Por exemplo, se considerarmos as emissões de gases com efeito de estufa estas representam uma pressão, enquanto o aumento da temperatura média da atmosfera representa um impacte. No presente estudo são quantificadas as pressões ambientais, que decorrem das actividades consideradas. Para concretizar este objectivo foi adoptado o método *Ecoblok* como referência, sendo que as suas bases teóricas e metodologias de aplicação podem ser consultadas no capítulo 3.

4. Interpretação de resultados: Fase em que se conjuga os resultados obtidos nas fases de inventário e análise de impacte com o objectivo e âmbito definido inicialmente, com vista à obtenção de conclusões. Nesta fase são apresentadas as oportunidades de redução de pressões ambientais ao longo do ciclo de vida, resultando daqui propostas que ajudem a melhorar o desempenho ambiental do produto ou serviço.

2.4.3 Vantagens e limitações de uma ACV

A ACV pode ser fundamental na mitigação dos impactes ambientais de um produto ou serviço, dada a informação que gera dos impactes transferidos entre fases do ciclo de vida. Apesar disso, a metodologia que lhe está associada poderá trazer algumas limitações. Seguidamente são apresentadas vantagens e limitações da ACV segundo a *Environmental Protection Agency* (EPA 2006):

Vantagens:

- Desenvolver uma análise sistematizada dos danos ambientais inerentes a um dado produto ou serviço;
- Tornar evidente os ganhos e perdas ambientais (*trade-offs*), de um produto ou até um processo específico, que ajude na tomada de decisão por parte dos stakeholders;
- Quantificar as emissões para o ambiente associadas a cada fase do ciclo de vida e consequentemente identificar os processos que mais contribuem para os impactes do produto ou serviço;

- Avaliar os efeitos do consumo de materiais e emissões para o ambiente sobre ecossistemas e saúde humana, a nível local, regional e global;
- Permite comparar os potenciais impactes ambientais entre produtos, processos ou serviços;
- Identificar impactes em áreas específicas de interesse ambiental.

Limitações:

- A elaboração de uma ACV consome uma elevada quantidade de tempo e recursos;
- Dependendo da profundidade do estudo, reunir os dados poderá ser problemático, e a sua disponibilidade poderá ter grande impacto na fiabilidade do resultado final;
- Elevada dependência de dados fornecidos por terceiros como fornecedores e vendedores;
- Acordos de confidencialidade estabelecidos entre empresas podem representar uma dificuldade no acesso a dados específicos;
- A ACV não analisa os processos em termos económicos ou ao nível do rendimento, como tal a informação desenvolvida será complementar a outras componentes como o custo e desempenho na tomada de decisão.
- Para fase de avaliação de impactes a complexidade dos sistemas ambientais levou ao desenvolvimento de vários modelos, não existindo consenso para seguir apenas um tipo de modelo.
- O desenvolvimento de uma metodologia de agregação de resultados num único valor, tem uma base subjectiva, pois requer juízos de valor, que podem ser aplicados de diversas formas alheias as ciências naturais.

Posto isto, a ACV deverá ser aplicada de forma a minimizar as suas limitações. Uma das soluções passa por exemplo, por uma análise de sensibilidade aos factores subjectivos que agregam os dados, permitindo assim ver qual a influência destes nos resultados finais.

2.4.4 Streamlined ACV

Depois de analisadas as vantagens e limitações que o método ACV implica, torna-se claro que o tempo e custos necessários para recolher as informações essenciais poderão ser as principais barreiras à concretização de um estudo. Com esta situação em vista, foi desenvolvida a metodologia *streamlined* ACV. Este conceito permite simplificar o estudo, reduzindo os esforços associados à obtenção de dados sem perder as características de uma abordagem de ciclo de vida (Sousa 2012).

Métodos de simplificação ou *streamlining* da ACV segundo (Todd et al. 1999):

- Remover ou limitar componentes das fases *downstream* e/ou *upstream*: A remoção ou limitação de fases do ciclo de vida a montante ou a jusante é utilizada de forma a reduzir a quantidade de dados a recolher;
- Focar num impacte ambiental específico: método utilizado para concentrar a análise em aspectos ambientais considerados relevantes, ou sobre os quais existem maior quantidade de dados disponível;
- Estabelecimento de critérios a serem utilizados em inventário: reduzir o âmbito do inventário de forma a facilitar a recolha de dados. Este método pode ser alcançado através selecção de categorias de impacte ou de problemas específicos;
- Utilizar duas fontes de dados, quantitativos e qualitativos: para este método é recolhida informação qualitativa quando não se encontra disponível a quantitativa. Desta forma os fluxogramas construídos para os estudos incluem todos os processos e materiais mas não contêm dados quantitativos para cada etapa do ciclo de vida;
- Utilizar dados de um processo semelhante: a dificuldade de obtenção de dados de um processo pode levar a que sejam utilizados dados de um processo semelhante de fácil acesso.
- Limitar os constituintes estudados: Eliminação dos constituintes do sistema que representem uma percentagem normalmente inferior a 10% de um processo. Com esta simplificação limita-se o número de itens em estudo e considerasse apenas os mais relevantes para o ciclo em análise.

As abordagens acima descritas têm como grande vantagem a limitação do volume de dados em estudo. A obtenção de dados com baixa significância para o resultado final pode ser morosa e alterar de forma não significativa os resultados finais. O modelo poderá ser desenvolvido utilizando uma combinação de várias abordagens apresentadas, dependendo do caso em estudo e dos resultados pretendidos (Tavares 2013).

2.4.5 ACV e os sectores dos produtos petrolíferos e gás natural

Os produtos em estudo estão entre o lote de principais energias primárias, disponíveis no mercado. Como tal, o desempenho ambiental associado à sua produção e consumo, é um factor de estudo relevante. As primeiras aplicação da metodologia ACV, a estes produtos energéticos, remontam aos anos 90 e apesar de existir desde então, uma diversidade de estudos neste âmbito, entre eles os principais objectivos acabam por convergir. Seguidamente

são apresentados os objectivos presentes nos estudos de ciclo de vida quando aplicados aos combustíveis em estudo (Furuhold 1995):

- ✓ Calcular a pressão ambiental, associada ao produto e causada pela cadeia produtiva que lhe dá origem;
- ✓ Comparar os impactes ambientais entre diferentes tipos de combustíveis, de forma a eleger o combustível com menor impacte no ambiente;
- ✓ Conhecer a contribuição de diferentes etapas do ciclo de vida para as pressões ambientais geradas por um produto.

Uma das grandes vantagens deste tipo de estudo é perceber qual a etapa do ciclo com maior contribuição para o passivo ambiental causado pelos combustíveis. Este tipo de análise permite ainda especificar emissões concretas e destacar as etapas onde são mais relevantes (Furuhold 1995). Outra das aplicações é a comparação entre diferentes combustíveis com aplicação no sector dos transportes e doméstico. Habitualmente considera-se combustíveis de uso corrente como gasóleo ou gasolina, face a combustíveis como o biodiesel (Hong 2012; Nanaki e Koroneos 2012), combustíveis à base de gás natural (Hekkert et al. 2005; Ally e Pryor 2007) e energia nuclear (Dones et al. 2005). Este tipo de estudos permite inferir sobre a viabilidade de uma forma de energia diferente do usual, determinando os ganhos ou perdas para o ambiente do sistema global ou por etapas do ciclo de vida.

Apesar deste factor de convergência, as metodologias acabam por diferir, especialmente na fase de análise de inventário e avaliação de impacte. A complexidade dos sistemas torna a criação do modelo num exercício não linear e com várias aproximações possíveis. Seguidamente serão abordadas algumas questões metodológicas que os autores destacam e que são relevantes para um estudo de ACV no contexto dos combustíveis.

Os sistemas produtivos de produtos petrolíferos ou gás natural normalmente incluem fases de extracção, transporte, processamento ou armazenamento. Estas fases envolvem o consumo de materiais, construção e operação infra-estruturas, ou consumo de energia. Como tal os *inputs* e *outputs* dos sistemas podem tornar-se completos, importando assim ter limites ou fronteiras definidas desde o início da análise para que a recolha de dados seja orientada nesse sentido (Hong 2012).

Outra das questões de extrema importância é definir a unidade funcional desde o início, para que os dados sejam tratados e apresentados uniformemente. Regularmente os estudos consideram unidades como passageiro-km ou t-km no entanto esta escolha dificulta a quantificação de emissões ou consumo de energia particularmente na fase de produção ou

refinação (Furuhold 1995). Alternativamente poderá ser considerado o conteúdo energético do combustível, por exemplo MJ, ou uma quantidade, por exemplo 1000 litros de combustível.

Uma das várias questões que importam estarem bem definidas, são as categorias ambientais que o inventário pretende descrever. Os estudos podem descrever uma elevada gama de pressões ambientais ou apenas focar num tipo específico. Opta-se muitas das vezes por considerar um âmbito de análise reduzido de forma a focar num tipo de emissão ou consumo de recursos. Por exemplo, (Garg, Vishwanathan, e Avashia 2013) apenas inventariaria as emissões de gases com efeito de estufa, inferindo posteriormente sobre o potencial de aquecimento global. Esta redução é explicada pela relevância que um impacto ou pressão ambiental possa ter nos sistemas naturais. Esta fase está intimamente relacionada com a fase de avaliação de impactes. Quanto maior a tipologia de dados recolhidos na fase de análise de inventário, maior o número de impactos que poderão ser explicados pelo modelo.

Os produtos que alteram a sua composição ao longo do ciclo ou que dão origem a outros produtos distintos, têm que ser alvo de uma ponderação para que a análise tenha uma continuidade para além desse processo de transformação. Um exemplo disso é uma refinaria, onde o crude dá origem a múltiplos produtos. Para permitir a transferência das pressões ambientais que estavam associadas anteriormente ao crude terá de ser realizada uma alocação. Esta poderá ter base na massa dos produtos ou no valor monetário. (Furuhold 1995)

A agregação dos resultados na fase de avaliação de impactes é também uma etapa metodológica a considerar. Um exemplo disto é o cálculo do potencial de aquecimento global, através dos gases com efeito de estufa. Aqui é normalmente utilizado o método do IPCC que converte os diferentes gases a uma unidade de CO₂ equivalente.

3 Metodologia

Este capítulo é iniciado com a apresentação da metodologia geral, na secção 3.1, seguindo-se a definição de objectivo e âmbito na 3.2, na secção 3.3 podem ser encontradas todas as considerações relacionadas com o inventário de ciclo de vida e por fim, na secção 3.4, a metodologia de aplicação do método *Ecoblok*.

3.1 Metodologia geral

O estudo tem por base a aplicação da estrutura metodológica apresentada seguidamente, Figura 3.1. Pretende-se que este fluxo seja estruturante do trabalho a desenvolver, de forma a aplicar os métodos de forma regrada a sectores de actividade que embora tenham pontos semelhantes são substancialmente diferentes.

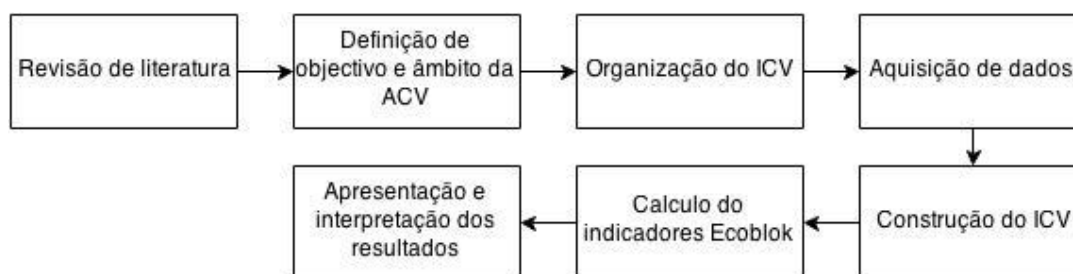


Figura 3.1 Estrutura metodológica seguida para a realização do presente estudo.

O estudo é iniciado através de uma revisão de literatura (capítulo 2), com referências aos sectores em estudo e à metodologia ACV, que leva a um aprofundar do conhecimento dos temas a desenvolver. Após a revisão são determinados os objectivos e âmbito da ACV (secção 3.2) de forma a definir que tipo de resultados se pretende obter e que fronteiras considerar. No passo seguinte, define-se a organização geral do inventário de ciclo de vida (ICV), segundo as fases de ciclo de vida em estudo (secção 3.3). O método de obtenção de dados encontra-se descrito na secção 3.4 e após isto é detalhada a construção do ICV (secção 3.5), para tornar evidente as considerações relativas a cada etapa de ciclo de vida. A partir do inventário gerado são calculados os indicadores do método *Ecoblok*, que é apresentado na secção 3.6 relativa a

fase de avaliação de impactes. Os resultados obtidos são analisados, como um todo, indicador a indicador, para que exista uma melhor compreensão das pressões ambientais gerada e posteriormente com mais detalhe para cada fase do ciclo de vida. Estes resultados podem ser encontrados no capítulo 4.

3.2 Definição de objectivo e âmbito da ACV

A presente dissertação tem por objectivo o estudar as implicações ambientais inerentes à produção de produtos de petróleo e de gás natural, que são consumidos em Portugal continental. A concretização deste objectivo é alcançada pela aplicação da metodologia ACV, e quantificação das pressões ambientais subsequentes as actividades em estudo. Considerando que os dois sistemas possuem canais próprios, pode-se dividir esta análise em, produtos petrolíferos e gás natural. Em cada um destes considera-se as pressões ambientais desde a extracção nos respectivos países de origem até ao momento da venda ao consumidor final.

O modelo desenvolvido será utilizado para gerar dados anuais, referentes ao ano de 2013. As lacunas verificadas nos dados de actividade para anos anteriores limitaram uma possível análise temporal que permitisse verificar as variações das pressões ao longo dos anos.

O âmbito do estudo centra-se em Portugal continental, pois as regiões autónomas, apresentam um consumo de gás natural incipiente. Estas regiões apresentam ainda um consumo de produtos de petróleo a rondar os 8%, da cota de mercado nacional (INE 2012). Apesar deste consumo relativamente significativo não foi possível obter informação ou dados de actividade sobre o método de abastecimento praticado.

Dado que, o estudo abrange dois tipos de produtos, foram seleccionadas unidades funcionais distintas, sobre as quais serão gerados os resultados. No caso do gás natural é utilizado o metro cúbico (m^3) e para os produtos petrolíferos o quilograma (kg). A utilização destas unidades prende-se com a sua familiaridade, materializando assim os resultados de uma forma mais explícita. A quantificação de pressões é realizada em função de uma unidade de produto. Foi ainda realizada uma conversão dos resultados a giga joules (GJ) para que os valores de pressões ambientais se tornem comparáveis entre produtos.

A ACV desenvolvida possibilita analisar as cadeias produtivas como um todo, ou por etapas do ciclo de vida. Este tipo de análise compartimentada permite identificar as etapas que mais contribuem para as pressões ambientais verificadas até ao momento em que são adquiridas pelo consumidor.

3.3 Organização do inventário de ciclo de vida

O inventário está dividido segundo categorias, que neste caso correspondem às fases do ciclo de vida a que os produtos estão sujeitos. Os diagramas conceptuais seguintes transmitem a sequência lógica destes mesmos processos. A Figura 3.2 representa a cadeia dos produtos de petróleo e a Figura 3.3 do gás natural.

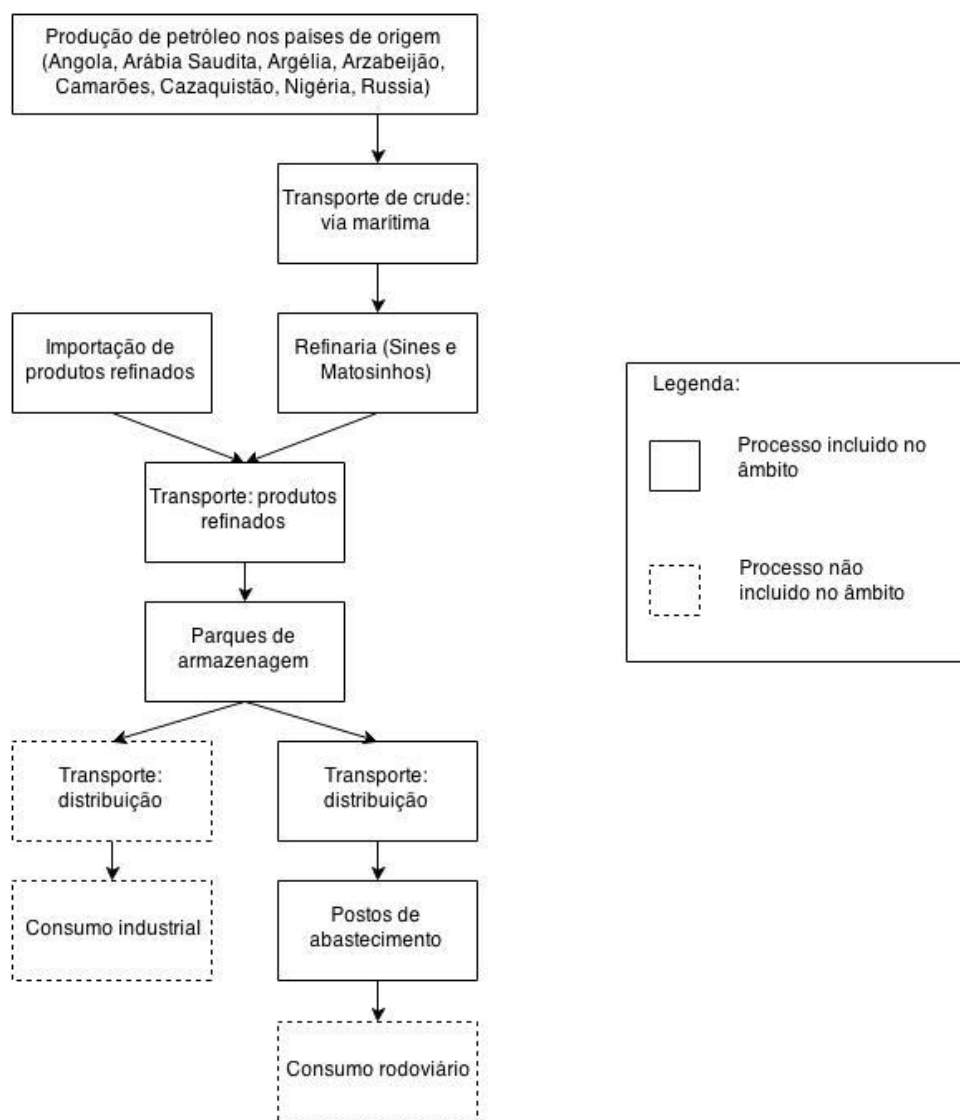


Figura 3.2 Diagrama conceptual representativo da cadeia produtiva dos produtos de petróleo.

A Figura 3.2 demonstra as etapas que o petróleo percorre até chegar ao posto de abastecimento na forma de produto refinado e pronto para consumo. Inicialmente o crude é extraído nos seus países de origem, em campos petrolíferos “*onshore*” ou em plataformas “*offshore*”, de onde é transportado por navios petroleiros para o local de refinação. Portugal

possui duas refinarias em actividade, Sines e Matosinhos, que têm como principais *outputs*: gasóleos, gasolinas, fuéis, combustível de avião, betumes e gases de petróleo. Estes produtos são posteriormente transferidos via: rodoviária, ferroviária, marítima ou oleoduto para os parques de armazenagem espalhados um pouco por todo o país. Os parques servem de ponto intermédio entre as refinarias e os postos de abastecimento tornando o sistema de abastecimento mais eficiente. De forma a colmatar o défice de produtos refinados em solo nacional, estes pontos de armazenagem também recebem produtos refinados em outros países. A partir dos parques, os produtos são novamente transportados por via rodoviária para postos de abastecimento, para venda directa ao consumidor, ou clientes industriais, que não serão alvo deste estudo.

Relativamente ao gás natural (Figura 3.3), este tem tipicamente origem em dois países produtores, Argélia e Nigéria sendo que as duas origens diferem na forma de expedição do produto. O gás proveniente da Argélia viaja através de quatro troços de gasoduto distintos: Magreb, travessia do estreito de Gibraltar (*offshore*), Al Andaluz e Estremadura, até entrar na Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN) na localidade de Campo Maior.

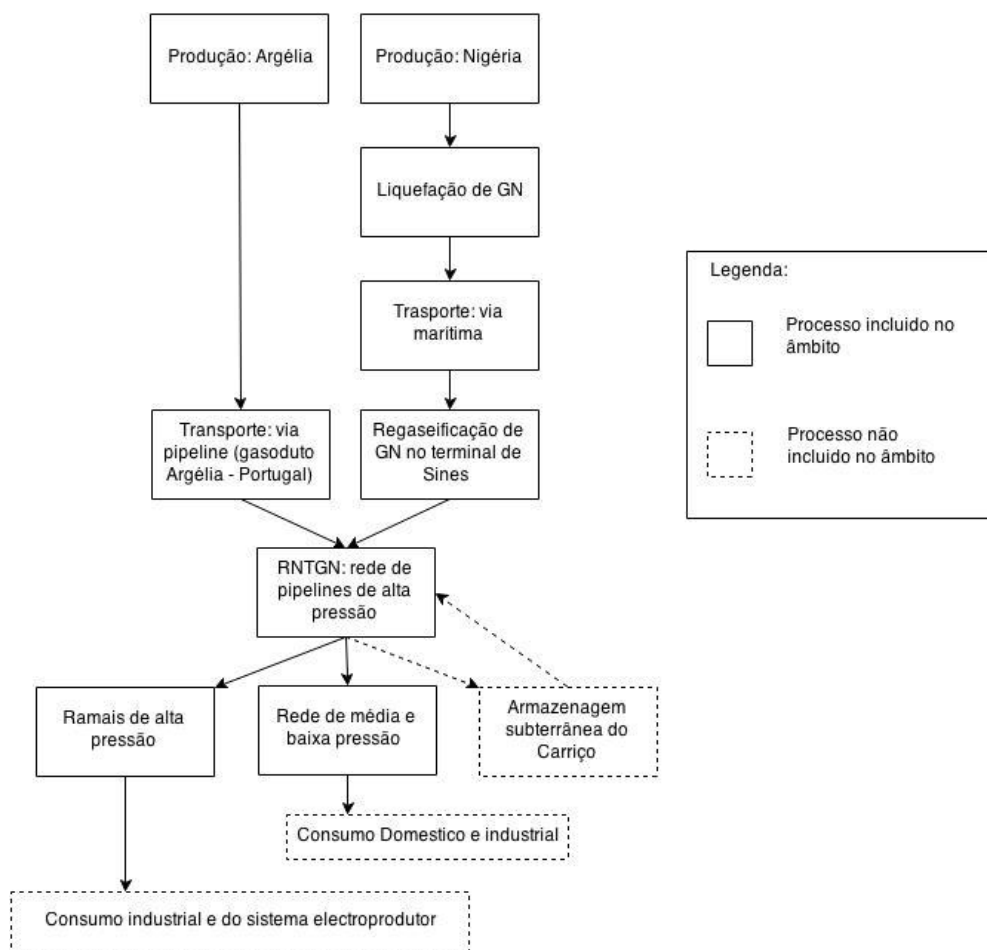


Figura 3.3 Diagrama conceptual representativo da cadeia produtiva do gás natural.

O gás proveniente da Nigéria, depois da extracção é liquefeito e transportado por navios metaneiros até ao único terminal, a nível nacional, para recepção de Gás Natural Liquefeito (GNL), em Sines. Nesta mesma instalação o gás natural é regaseificado e injectado na RNTGN, a operar em alta pressão. Uma vez na rede existem três potenciais destinos: ramais de alta pressão que abastecem por exemplo centrais termoeléctricas; a rede de média e baixa pressão que abastece os consumidores domésticos ou indústrias de menor consumo; e a armazenagem em cavernas salinas do Carriço. Esta última etapa não é considerada pois não foi possível obter em tempo útil informações sobre os dados de actividade nem a água consumida no processo de construção das cavernas.

Os processos enumerados anteriormente são os considerados pelo estudo para gerar o inventário de ciclo de vida. Para cada um deles são ponderadas as principais entradas e saídas de matérias, energia e emissões para o ambiente. A combustão dos produtos foi excluída do âmbito do inventário de ciclo de vida uma vez que o principal objectivo é determinar as pressões ambientais associadas à produção e não à combustão dos elementos em estudo. Uma das limitações à constituição deste inventário é a questão dos riscos tecnológicos que deveria ser concretizada através da quantificação dos acidentes com emissões para o ambiente, sendo que estes dados carecem de informação disponível.

3.4 Recolha de dados

Fontes de informação diferentes apresentam regularmente diferentes metodologias na obtenção de dados. Dada a influencia desta fase nos resultados finais é necessário definir critérios que tornem o modelo homogéneo. Na obtenção de dados para os cálculos procurou-se alcançar sempre a maior quantidade de informação, com a consulta de várias fontes, ainda que se opte pela mais fidedigna em cada caso, de forma a reduzir a margem de erro.

Inicialmente foi desenvolvida uma pesquisa mais abrangente para a revisão de literatura, que permitiu caracterizar os sectores a nível nacional, e a nível internacional para componente *upstream*. Seguidamente foram identificados os principais componentes do ciclo de vida e entidades gestoras. Depois de recolhidos os dados disponíveis, procedeu-se à selecção dos dados para o inventário, que conta com duas vertentes: os dados reportados por organizações como a DGEG, Galp, REN, APETRO ou Repsol e a base de dados *Ecoinvent*.

A base de dados *Ecoinvent* faz corresponder pressões ambientais a categorias de actividades económicas humanas, sendo capaz de gerar um inventário completo para fim de análise de ciclo de vida. Esta ferramenta foi desenvolvida pelo Swiss Centre for Life Cycle

Inventories com o objectivo de criar um método uniforme, consistente e fiável de obter dados de inventário. (Frischknecht et al. 2005) Os dados nele incluídos dizem respeito ao contexto Suíço e Europeu, e por essa razão terá maior aplicabilidade nestas localizações. Aplicações como o gás natural ou o petróleo apresentam um âmbito mais alargado, pois o local de extracção destes recursos situa-se frequentemente fora do continente europeu (Frischknecht e Rebitzer 2005). Os valores gerados desta forma suprimem as lacunas de dados ou complementam os dados reportados, uma vez que gera uma elevada quantidade de parâmetros.

Desta forma o inventário é construído com dados reportados, quando disponíveis, para a componente *downstream* e gerados pelo *Ecoinvent* para a componente *upstream*, uma vez que não existem dados ambientais inventariados para a extracção destes produtos. Para construir a base dos inventários associado a componente *downstream* ou seja, as fases do ciclo que ocorrem em solo nacional (refinação, transporte, armazenamento, comercialização e consumo) foi necessário recorrer a relatórios públicos das empresas acima descritas, nomeadamente: relatórios de sustentabilidade, dados técnicos, relatórios de contas e *databook* das refinarias. Na ausência de informação presente nestes relatórios, recorreu-se ao contacto directo com as empresas. E dado que diferentes entidades possuem diferentes bases de reporte, foi necessário proceder a uma homogeneização, segundo unidades e parâmetros dos dados.

3.5 Construção do ICV

Para enquadrar todos os *inputs* do modelo, seguidamente apresenta-se com mais detalhe cada processo que os produtos são alvo durante o seu ciclo de vida. Com este capítulo pretende-se detalhar todas as entradas de matéria e energia, assim como as emissões para o ambiente consideradas, valores utilizados para os cálculos e pressupostos específicos de cada etapa. A constituição do inventário de ciclo de vida está condicionada pelo seguimento destes critérios.

Os diagramas seguintes traduzem visualmente os processos do fluxo principal nas caixas rectangulares ao centro, entradas de matérias e energia nas caixas arredondadas, em cima, com indicações a verde. As saídas de resíduos e emissões para o ambiente na caixa arredondada, em baixo, indicada a vermelho. Cada diagrama corresponde a uma etapa do ciclo de vida para produtos de petróleo e gás natural respectivamente.

Produtos de petróleo

A primeira etapa no ciclo dos produtos de petróleo é a extracção e processamento do petróleo. Esta actividade consiste na remoção do petróleo do seu reservatório subterrâneo e processamento, para que esta matéria esteja pronta para expedição. Neste processo (Figura 3.4), é considerada a utilização da infra-estrutura, o consumo de combustíveis, água e materiais necessários à operação.

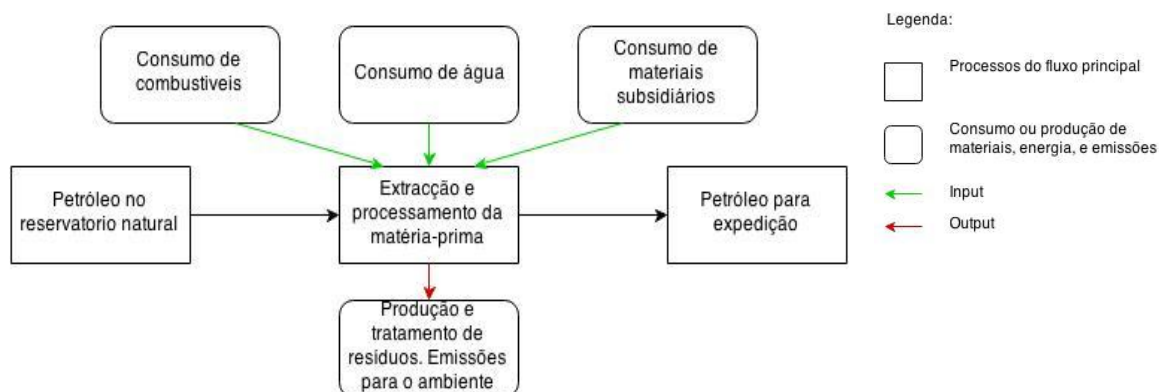


Figura 3.4 Representação esquemática da extracção e processamento de petróleo bruto

Desta operação resultam emissões para água, solo e atmosfera. De entre as principais emissões podem-se destacar o gás natural libertado para a atmosfera, com grande impacto no indicador e gases com efeito de estufa, os derrames de petróleo para o solo ou meio hídrico e emissões de compostos orgânicos voláteis não metânicos (COVNM).

Visto existirem diferentes formas e locais de extracção espalhados um pouco por todo o mundo, a base de dados tipifica pressões ambientais associadas a extracções em vários países ou regiões, como tal o modelo é adaptado aos locais de exportação para Portugal. O crude que Portugal importou em 2013 teve origem em África, no Médio Oriente e no leste da Europa, mais concretamente na Rússia. Estas foram as origens consideradas, ponderadas pela quantidade de produto importado, que pode ser consultado na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 Importação de petróleo bruto, segundo a sua região de origem, em 2013 (Fonte: DGE 2014)

Região de Origem em 2013	Crude (M t)	Crude (%)
África	7,9	66
Médio Oriente	3,1	26
Eurásia (Rússia)	0,6	6
Total	11,6	100

Depois de processado o crude inicia o transporte até ao local onde é refinado. Este transporte ocorre através de um *pipeline*, desde o local de produção até ao local onde se iniciará o transporte por via marítima, de onde é transportado por um navio petroleiro para o seu destino. Para este transporte (Figura 3.5) é considerado a utilização das infra-estruturas, como o próprio *pipeline* ou navio mas também os terminais de expedição e portos associados ao transporte.

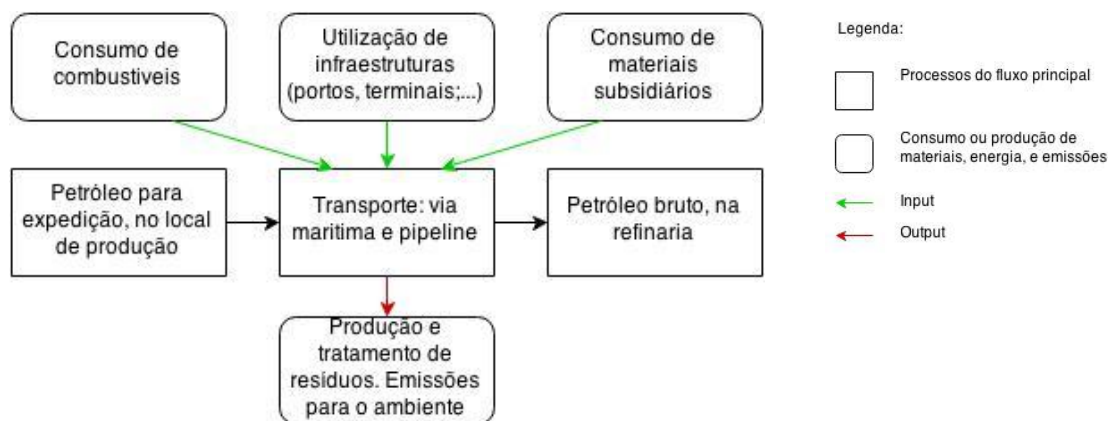


Figura 3.5 Representação esquemática do transporte de petróleo bruto

É ainda necessário ter em conta o consumo de combustíveis e materiais consumíveis, como por exemplo os óleos lubrificantes. Deste processo resultam emissões para atmosfera, solo e água. As distâncias percorridas em cada meio de transporte são ponderadas no modelo desenvolvido, e apresentadas em função da origem do crude na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 Distâncias percorridas pelo petróleo bruto até Portugal, por origem e por via de transporte

Distâncias no transporte de crude	Produção - Porto de carga, via <i>pipeline</i> (km)	Porto de carga - Porto de descarga, via marítima (km)	Porto de descarga - Refinaria, via <i>pipeline</i> (km)
África	600	7315	6
Rússia	5000	4704	6
Médio Oriente	1300	18783	6

A etapa seguinte (Figura 3.6), designada refinação, envolve a transformação de petróleo bruto numa diversidade de produtos refinados como o gasóleo ou a gasolina. Este processo é bastante exigente no que toca ao consumo de energia, recursos e emissões para o ambiente. Para originar produtos refinados é necessário um *input* de crude, energia eléctrica e combustíveis para a operação da instalação, materiais subsidiários, consumidos no processo, que funcionam como reagentes ou compostos catalisadores. De notar também o consumo de água, com origem em reservatórios subterrâneos na sua maioria, e utilizado no fluxo principal

de processamento do crude. Como resultado desta actividade são gerados resíduos perigosos, efluentes líquidos com necessidades especiais de tratamento e emissões para a atmosfera.

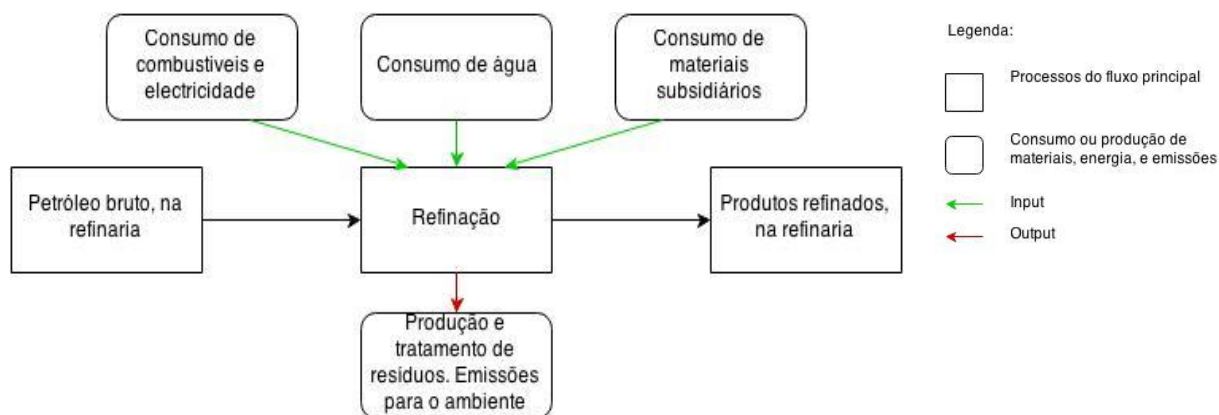


Figura 3.6 Representação esquemática da refinação

Para consumir uma aproximação da refinaria descrita pelo *Ecoinvent* às duas refinarias nacionais, foram inseridos no modelo valores referentes ao nível de actividade de cada uma, que poderão ser consultados nas tabelas abaixo. A Tabela 3.3 apresenta as quantidades de produtos refinados no ano de 2013. A partir destes valores torna-se possível alocar as pressões segundo a massa de produtos, que constitui um dos critérios de alocação.

Tabela 3.3 Produção de refinados, por tipo de produto e por refinaria em 2013 (Fonte: Galp 2013)

Produtos Acabados (kt)	Sines	Matosinhos
Gasóleos	4 041	1 523
Gasolinas	2 801	317
Fuéis	1 678	1 599
Jet/Pet	938	165
Betumes	0	114
GPL	259	81
Aromáticos	0	473
Óleos Base	0	95
Total	9 717	4 367

Um dos dados relevantes para a construção do inventário de ciclo de vida é o consumo de água, para o ano de 2013, que pode ser consultado na Tabela 3.4.

Tabela 3.4 Consumo de água nas refinarias nacionais, para o ano de 2013 (Fonte: Galp 2013)

	Sines	Matosinhos
Consumo de água (hm ³)	7,5	2,4

Outro dos parâmetros considerados foi o consumo de energia, tanto na forma de combustível como na forma de energia eléctrica. Estes dados de actividade podem ser consultados na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 Consumo de energia nas refinarias nacionais para o ano de 2013 (Fonte: Galp 2013)

Consumo de energia	Sines	Matosinhos
Resíduo processual (kt)	64	22
Fuel gás (kt)	336	179
Gás natural (kt)	39,4	-
Energia eléctrica (kWh)	2,90E+08	5,76E+08

Em termos de *outputs* para o ambiente considerou-se os efluentes produzidos como facto de pressão ambiental. A Tabela 3.6 indica os volumes produzidos por refinaria no ano de 2013.

Tabela 3.6 Efluentes líquidos produzidos no ano de 2013, com destino a uma estação de tratamento (Fonte: Galp 2013)

	Sines	Matosinhos
Efluentes líquidos (hm ³)	4,4	1,3

A produção e tratamento de resíduos também são considerados no estudo de ciclo de vida, devido as implicações ambientais geradas, a Tabela 3.7 indica a quantidade produzida.

Tabela 3.7 Produção de resíduos nas refinarias nacionais, em 2013, por tipo de resíduo (Fonte: Galp 2013)

Produção de resíduos (t)	Sines	Matosinhos
Industriais perigosos	7220	4370
Industriais não perigosos	2310	170
Equiparados a sólidos urbanos	94	165
Para reciclagem	3926	-

O resultado deste passo é a pressão ambiental média inerente à refinação de um determinado produto. A alocação das pressões ambientais a cada produto é realizada segundo os dados produtivos das refinarias em 2013 e critérios específicos do *Ecoinvent*. É ainda de salientar que associadas as duas refinarias nacionais estão instalações de co-geração, que produzem: energia eléctrica, vendida á rede, e calor necessário ao processo da instalação, sendo este mais um dos factores considerados no cálculo das pressões ambientais.

Depois de refinados, os produtos entram num complexo sistema de abastecimento, que pode envolver o transporte por via marítima, rodoviária, ferroviária ou pipeline. O objecto

deste transporte é colocar os produtos em tanques de armazenamento regional, que facilitam o abastecimento dos postos de combustível. Esta etapa, rerepresentada pela Figura 3.7, normalmente envolve a utilização de grandes infra-estruturas de transporte tais como portos, rodovias, ferrovias ou *pipelines*. Tal como referido no primeiro processo que implicava o transporte, aqui também se considera os consumos de combustíveis e emissões para o ambiente.

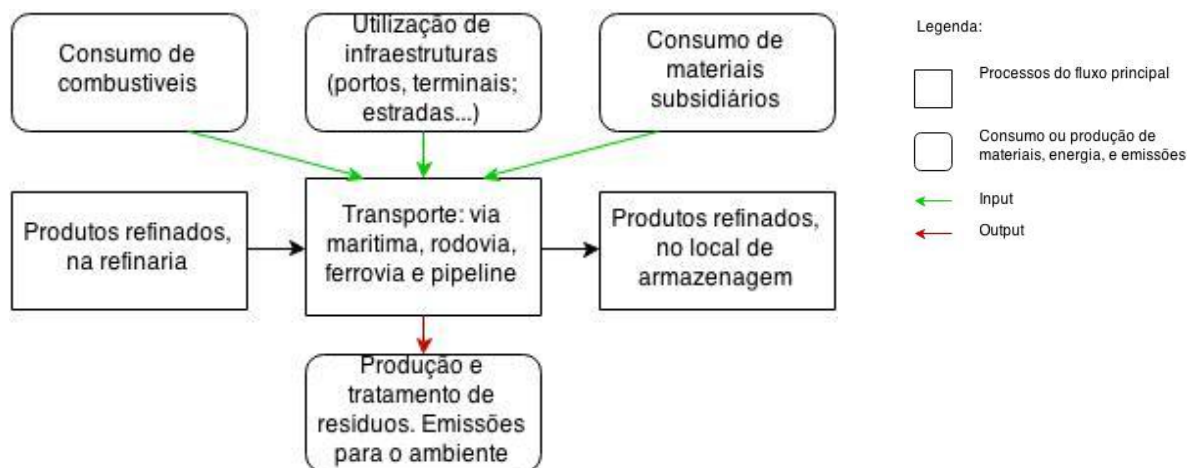


Figura 3.7 Representação esquemática do transporte para a armazenagem

De forma a corresponder à realidade nacional, foram ajustadas distâncias médias percorridas por cada tipo de transporte. As pressões deste transporte são incluídas no processo de armazenagem.

Relativamente à armazenagem (Figura 3.8), é um processo que consiste na criação de uma reserva de produto, mais próxima do local onde este mesmo produto será comercializado, para que a logística de abastecimento seja mais eficiente.

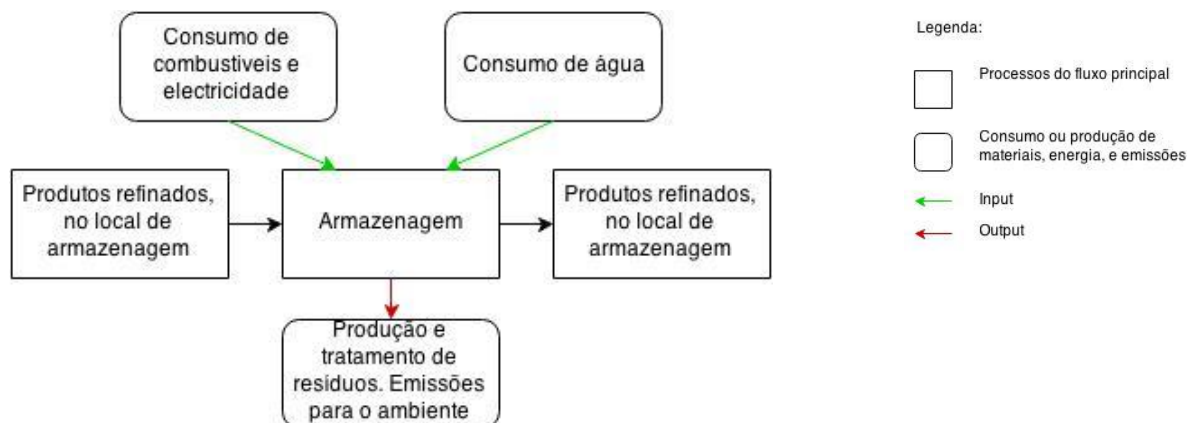


Figura 3.8 Representação esquemática da armazenagem

Este processo envolve um consumo de electricidade e combustíveis que está normalmente relacionado com o aquecimento de produtos armazenados de maior viscosidade, e que a uma temperatura superior são mais facilmente manuseados. Ambientalmente outro elemento a referir é o consumo de água, utilizada nas regulares manutenções que as instalações são alvo. A armazenagem é também o ponto de encontro entre refinados produzidos em território nacional e refinados importados para suprimir as carências do mercado. Com esta perspectiva em vista, foram elaboradas duas vertentes de produtos no modelo: a contabilização das pressões ambientais de uma unidade de produto produzida em Portugal e alternativamente uma proporção entre o produzido em Portugal e a importação desse mesmo produto (Tabela 3.8). Isto permite caracterizar a relevância ambiental que decorre da importação de produtos em oposição ao produzido localmente.

Tabela 3.8 Percentagem dos produtos produzida em Portugal e importada, em 2013 (Fonte: DGEG 2013)

	Gasolina	Betume	Gasóleo	Fuel oil	Jet	Nafta	Propano/Butano
Nacional (%)	100	48	84	100	87	100	46
Importado (%)	0	52	16	0	13	0	54

A partir do local de armazenagem os diferentes produtos são distribuídos para grandes consumidores industriais ou postos de abastecimento de combustível. Relativamente aos primeiros consumidores, esta é a última etapa da pegada considerada, porque apenas se pretende caracterizar as pressões ambientais até ao momento da aquisição do produto. Para produtos como o gasóleo e a gasolina a contabilização das pressões estende-se até aos postos de abastecimento, e consequentemente existe mais uma etapa de transporte até estes locais. O fornecimento dos postos é realizado exclusivamente por via rodoviária como sugere o esquema seguinte (Figura 3.9).

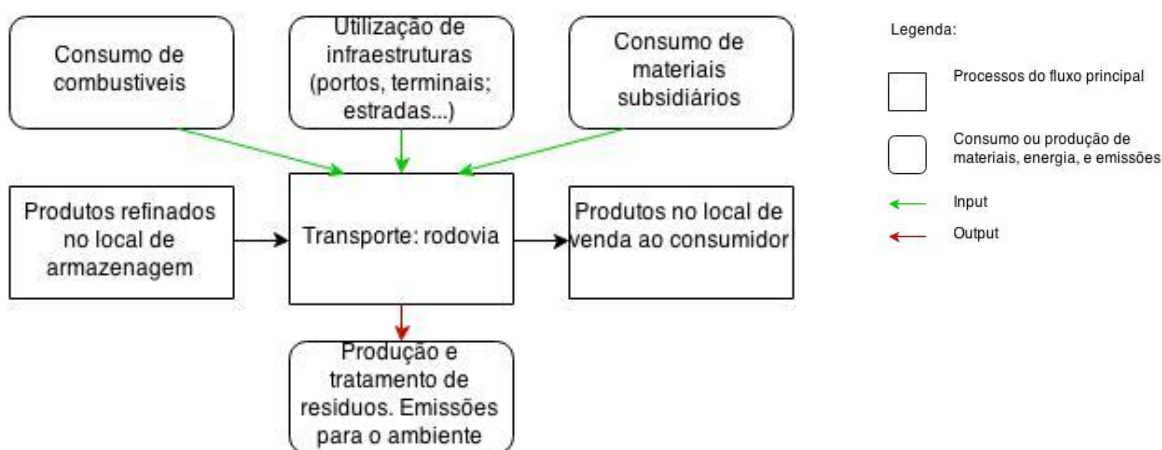


Figura 3.9 Representação esquemática do transporte para o local de venda, dos produtos de petróleo

Para este transporte, tal como nos anteriores é calculado o consumo de combustíveis, utilização de infra-estruturas (neste caso as vias rodoviárias utilizadas), materiais consumíveis como os óleos lubrificantes e emissões para o ambiente que decorram deste transporte. Considera-se ainda a distância percorrida, como sendo em média 100 km, da instalação de armazenagem a um posto de combustível (AdC 2009).

Por último, existe o processo de abastecimento, esquematizado na Figura 3.10, que é o local de transferência do produto para o seu consumidor final. O somatório do transporte anterior com esta fase de abastecimento constitui a distribuição.

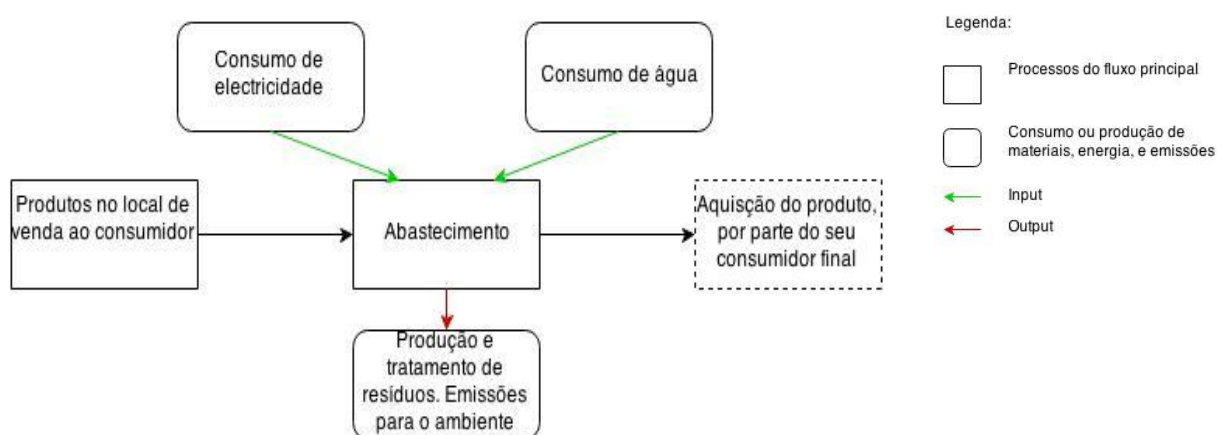


Figura 3.10 Representação esquemática do processo de abastecimento de produtos de petróleo

Abastecer um veículo, para além da infra-estrutura, requer o consumo de energia eléctrica para o funcionamento do posto e consumo de água, que podem ser atribuído as lavagens executadas ao pavimento. Em termos de emissões para o ambiente pode-se destacar as perdas de compostos orgânicos voláteis no momento do abastecimento e a produção de um efluente rico em hidrocarbonetos.

É neste local que se efectua a transferência de custódia do produto, do sector produtivo para o seu cliente, e portanto o local de fronteira para a quantificação das pressões ambientais. Todas as pressões inerentes as varias etapas, descritas anteriormente, são cumulativas, para que o modelo desenvolvido resulte na pressão ambiental que o consumidor importa, ao adquirir uma unidade de produto.

Importa ainda referir que após a refinação nem todos os produtos são acompanhados de igual forma, uma vez que existem produtos que têm usos não energéticos, como o betume, ou constituem formas energéticas menos relevantes, com baixa expressão no mercado, para os consumidores. Desta forma o betume e os gases de petróleo (GPL), são acompanhados em termos de pressões até à sua produção na refinaria, pois apresentam formas de armazenagem

distintas dos outros produtos. O fuel oil, Jet fuel (gasolina de avião) e a nafta, até ao local de armazenagem, pois a partir deste ponto os produtos são normalmente comercializados para grandes consumidores industriais ou aeroportos, cuja actividade excede o âmbito deste trabalho. Passando para a última etapa, de abastecimento, os gasóleos e gasolinas, de consumo corrente.

Gás natural

A primeira etapa do ciclo do gás natural á semelhança do petróleo é o processamento e extracção, que embora apresente duas origens distintas, no que toca ao consumo nacional, é aqui apresentado na sua forma genérica. Apesar disto, é previsível que o modelo apresente pressões ambientais diferentes para diferentes locais de extracção, devido às práticas inerentes a cada local.

Este processo envolve o consumo de combustíveis para a operação da instalação, o consumo de água e materiais subsidiários está associado ao processamento do gás, como representado na Figura 3.11.

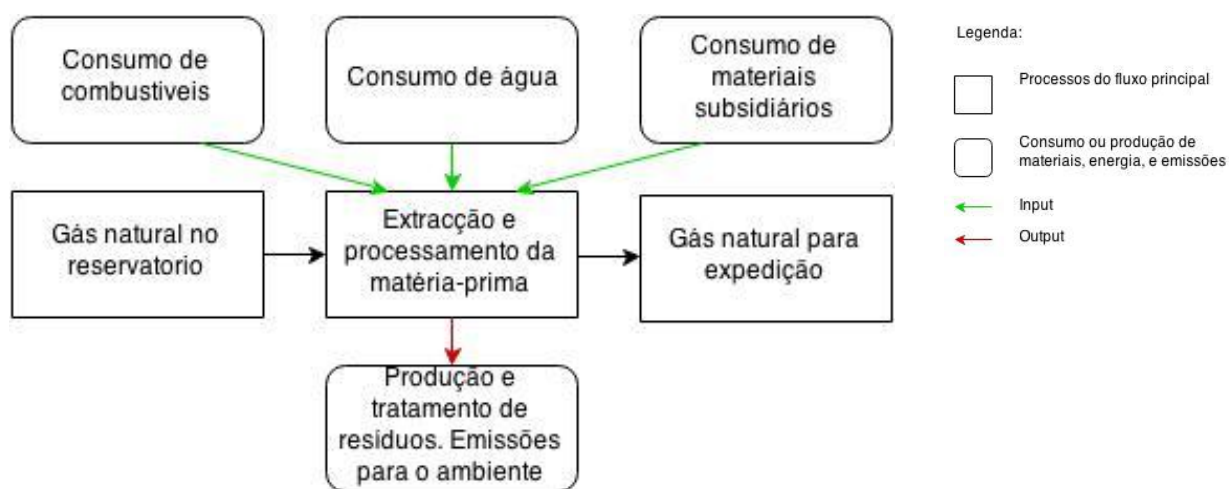


Figura 3.11 Representação esquemática do processo de extracção de gás natural

Esta etapa está frequentemente associada a emissões de gases com efeito de estufa, provenientes da libertação directa ou queima na *flare* de gás natural, constituído essencialmente por metano. É ainda considerado a produção de efluentes líquidos e resíduos que resultam desta operação.

Os diagramas seguintes dizem respeito ao transporte, que tem vias diferentes e específicas de cada origem. Em primeiro lugar é exposto o transporte com origem na Argélia e

seguidamente o transporte com origem na Nigéria. É espectável que a diferença de pressões ambientais entre estes dois transportes de longa distância seja significativa. Isto vai afectar consideravelmente os valores associados á importação nacional de gás natural, ponderada pela quantidade proveniente de cada origem, em 2013.

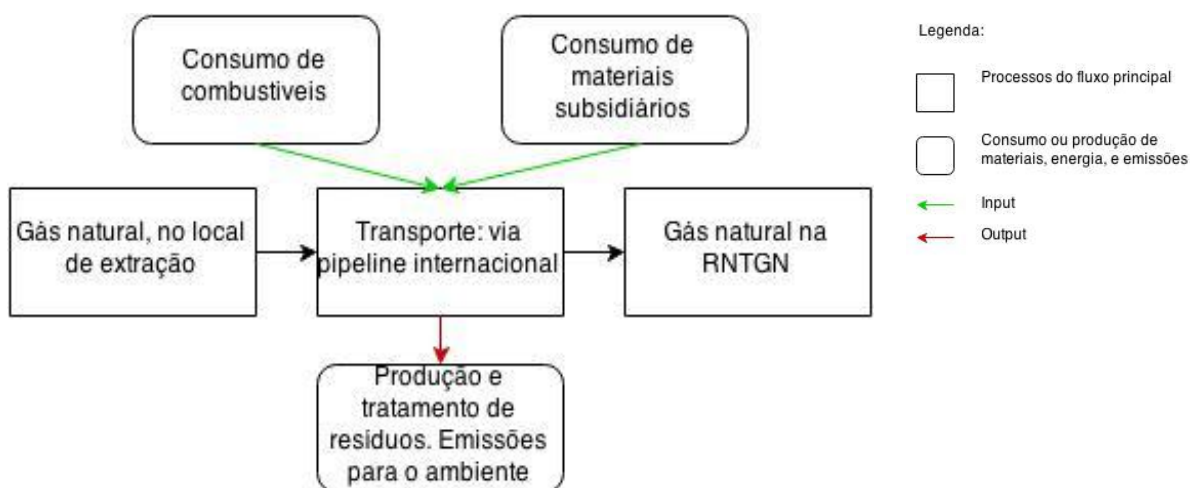


Figura 3.12 Representação esquemática do processo de transporte internacional de gás natural, via *pipeline*

A importação de gás Argelino pressupõe o seu transporte por *pipeline*, com consumo de combustível para injeção do gás sobre pressão na rede e materiais subsidiários utilizados na manutenção da infra-estrutura. Para o transporte da Figura 3.12, estão quantificadas as emissões resultantes de perdas ou fugas do pipeline para a atmosfera, no caso de este ser *onshore*, e para a água no caso de ser *offshore*. As diferentes especificações de construção que foram consideradas nos cálculos, como comprimentos e diâmetros, podem ser consultadas na Tabela 3.9. A partir destas especificações foi estimado a quantidade de aço, polietileno utilizado na construção do *pipeline*, e áreas de terreno escavadas para a sua implantação.

Tabela 3.9 Distâncias e diâmetros dos *pipelines* internacionais com origem na Argélia (Fonte: REN 2014)

<i>Pipeline</i> internacional	Distância (km)	Diâmetro externo (mm)
Argélia - Marrocos	1055	1219,2
Offshore Gibraltar	90	1219,2
Espanha (Al andaluz)	263	558,8
Espanha (Extremadura)	250	711,2

Enquanto o gás natural da Argélia chega até nós a partir exclusivamente de *pipeline*, o gás proveniente da Nigéria sofre três processos até entrar na rede nacional: liquefacção, transporte por via marítima e regaseificação. A liquefacção, Figura 3.13, ocorre em solo Nigeriano, e permite que o gás natural seja transportado em maior quantidade, porque no

estado líquido ocupa 600 vezes menos volume, tornando também a substância menos volátil e mais segura de transportar.

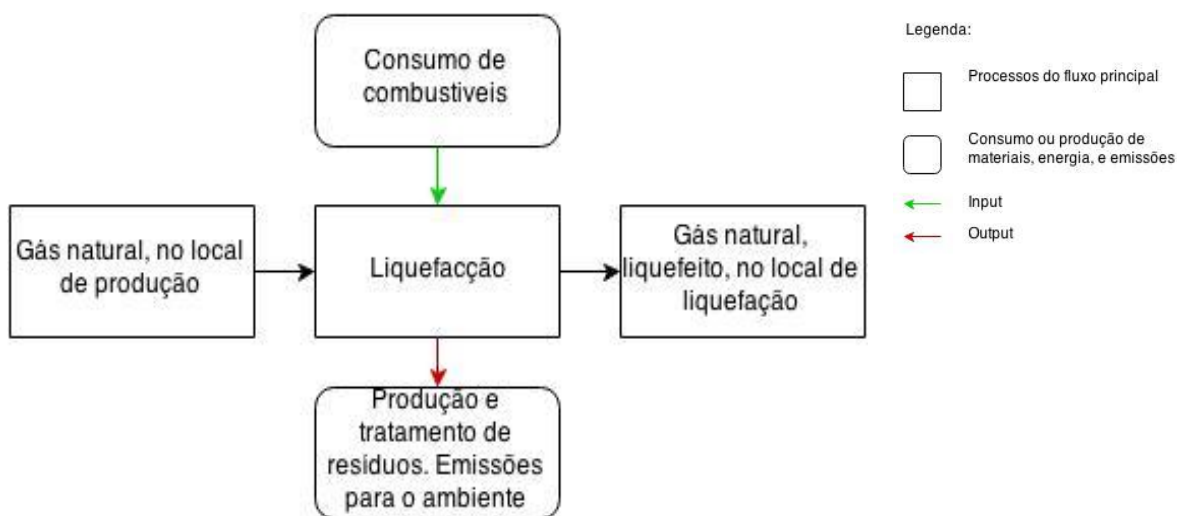


Figura 3.13 Representação esquemática do processo de liquefação de gás natural

O transporte de gás natural por via marítima só se torna economicamente viável depois deste processo, que exige consumos próprios e emissões para o ambiente. Como tal, a liquefação requer um consumo de energia, utilizado na operação dos mecanismos que efectuem o arrefecimento do gás. Neste processo podem ainda ocorrer perdas de gás, que são consideradas pelo *Ecoinvent*.

A próxima etapa é o transporte em navios metaneiros (Figura 3.14), que percorrem cerca de 5800 km para entregar a carga no porto de Sines. Este porto possui instalações próprias para a recepção do gás natural liquefeito.

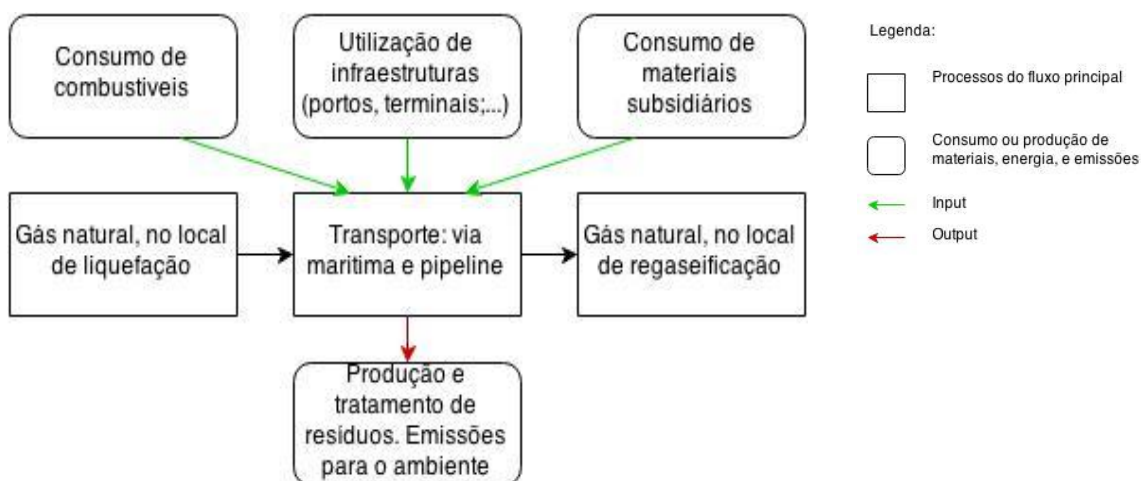


Figura 3.14 Representação esquemática do processo de transporte marítimo de gás natural

A locomoção deste tipo de navios em particular é alimentada usualmente pelo gás natural transportado que se vai volatilizando dentro das esferas de transporte. Comparativamente ao transporte de petróleo bruto, este representará menos pressões para o ambiente. Para a etapa representada na Figura 3.14, são ainda consideradas as percentagens de utilização de infra-estruturas portuárias, assim como materiais consumíveis, por exemplo, óleos lubrificantes. Depois de acostado em Sines, o navio transfere a sua carga para a instalação de regaseificação constituída por três tanques com a capacidade de regaseificação e injeção do gás na rede.

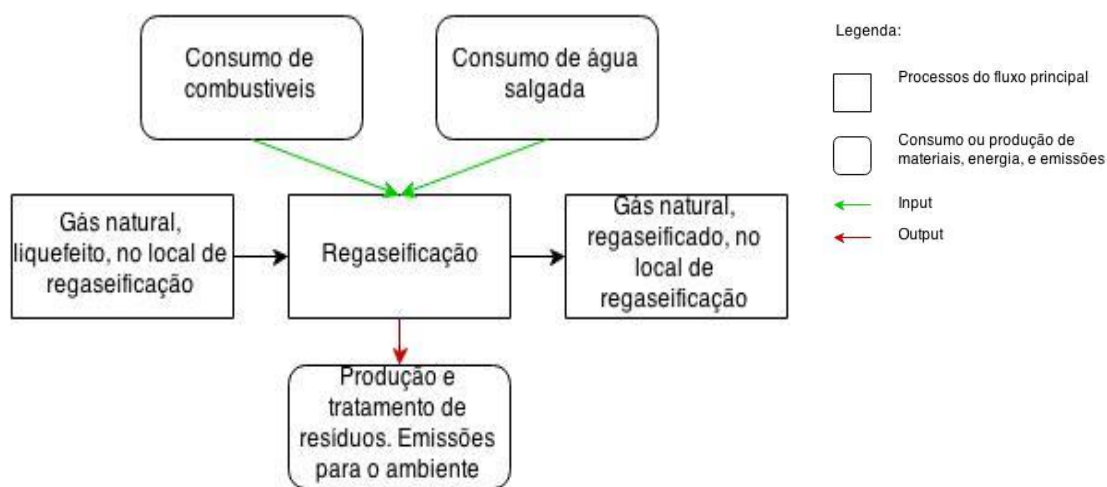


Figura 3.15 Representação esquemática do processo de regaseificação de gás natural

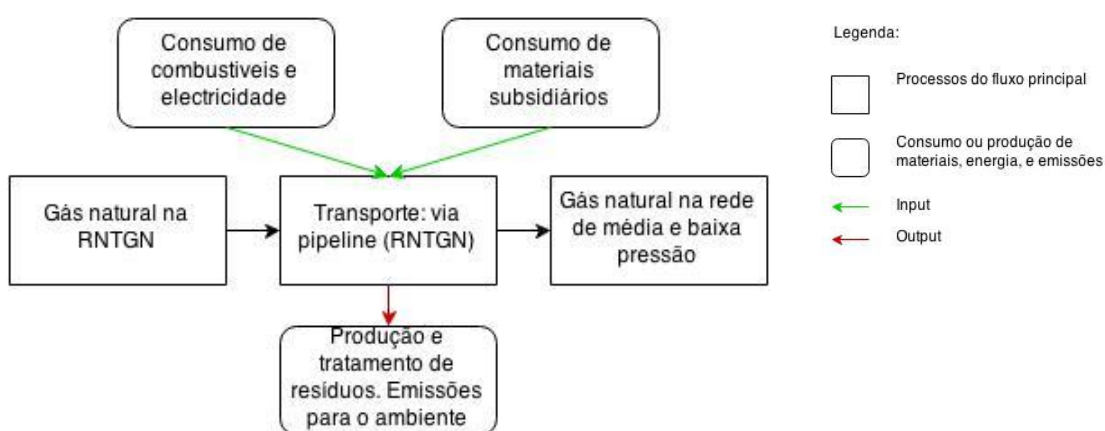
O processo de regaseificação (Figura 3.15) consiste na utilização do conteúdo calorífico da água do oceano, que ao percorrer o interior de uma serpentina, em contacto com o gás liquefeito, faz com que o gás natural restabeleça o estado gasoso. A regaseificação ocorre a um ritmo que satisfaça as necessidades da rede nacional de transporte de gás natural (RNTGN), tornando assim estas instalações em Sines, num local de armazenagem de gás natural.

Ainda que possuam locais de entrada diferentes, a RNTGN é o ponto de convergência do gás natural com origem na Nigéria e na Argélia. O gás proveniente do *pipeline* internacional entra em Portugal na localidade de Campo Maior, enquanto que o gás oriundo da Nigéria, como referido anteriormente entra na rede depois da regaseificação em Sines. Para o cálculo das pressões ambientais do gás natural que chega ao consumidor, é necessário neste ponto ponderar os impactos de cada forma de importação. Ao efectuar esta ponderação, baseada no rácio de quantidade importada em 2013 (Tabela 3.10), são incluídas todas as pressões desde a extracção até à entrada na rede, de cada forma de importação.

Tabela 3.10 Peso de cada origem nas importações de gás natural, em 2013 (Fonte: DGEG 2013)

Origem do gás natural	%
Argélia	45
Nigéria	55

A RNTGN (Figura 3.16) é o sistema de gasodutos que distribui gás natural em alta pressão, abastecendo as redes de baixa e média pressão ou grandes consumidores, como as centrais termoelétricas. Para que este processo de transporte ocorra, existem necessidades energéticas associadas à operação da rede, assim como consumo de materiais subsidiários, por exemplo a substância odorante do gás natural (tetraidrotiofeno ou THT).

**Figura 3.16** Representação esquemática do transporte de gás natural via *pipeline* (RNTGN)

Para a construção desta categoria no modelo foram consideradas especificações de construção da infra-estrutura (Tabela 3.11), emissões associadas à operação da rede e a área ocupada pela servidão existente. As especificações de construção permitiram calcular a quantidade de aço e polietileno utilizado na construção do *pipeline*, assim como realizar uma estimativa das áreas de terreno escavadas para a sua implantação.

Tabela 3.11 Especificações de construção da RNTGN (Fonte: REN 2013)

	Distância (km)	Espessura (mm)	Diâmetro externo (mm)
Troços da RNTGN	87,3	8,5	812,8
	610,9	8,5	711,2
	17,0	8,5	609,6
	193,4	12,7	508,0
	47,4	10,3	406,4
	317,9	12,7	304,8
	29,4	10,3	254,0
	57,2	8,5	203,2
	14,5	8,5	152,4

A rede em média e baixa pressão, esquematicamente na Figura 3.17, é a última etapa antes do consumo, que leva o gás desde o final da RNTGN até ao seu consumidor. Esta rede de *pipelines*, tal como as que lhe antecedem, apresenta consumos energéticos e emissões atmosféricas resultantes de perdas do sistema. Contrariamente há RNTGN, esta rede não é linear, chegando a incluir zonas de rede em malha, o que torna difícil estimar uma distância média até ao consumidor, por isso optou-se por considerar a total extensão da rede como necessária ao abastecimento de um consumidor. Esta consideração implica a imputação das pressões ambientais de toda a rede a um consumidor, quando este apenas necessita de utilizar uma percentagem ínfima da sua extensão. Esta perspectiva acaba por ser uma abordagem alternativa mas válida, porque por exemplo, atribuir pressões mais elevadas a consumidores mais distantes acabava por ser penalizador. Uma vez que a rede é construída para todos os seus utilizadores, independentemente da distância, também é justo que a cada um seja atribuída a totalidade das pressões ambientais. Para a inclusão desta fase no modelo foram consideradas as especificações de construção como o comprimento, espessura e diâmetro de forma a calcular os materiais necessários à construção do *pipeline*.

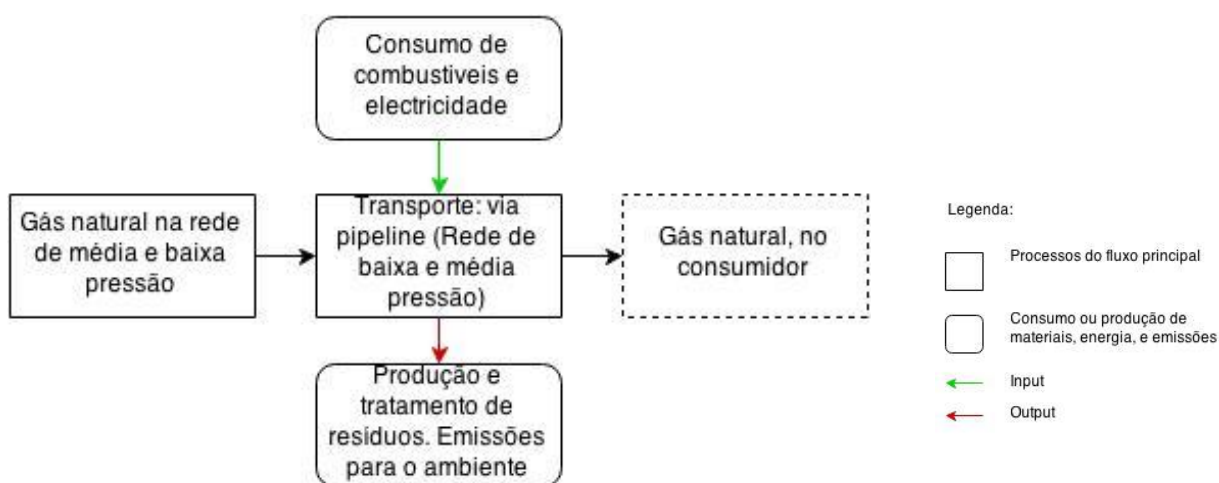


Figura 3.17 Representação esquemática do transporte de gás natural via *pipeline* (rede de baixa e média pressão)

Este processo de transporte é o último considerado no modelo relativo ao gás natural, uma vez que o consumo está fora do âmbito de estudo. As pressões ambientais geradas pelo sector são acumuladas até este ponto, onde existe a transferência de custódia do gás natural do sector produtor, para o consumidor.

3.6 Avaliação de impactes

3.6.1 Método Ecoblok

A avaliação de impactes é a etapa onde os resultados do inventário, previamente constituído, são convertidos a impactes ambientais. Para a sua concretização foi adoptado o método *EcoBlok* (Melo e Pegado 2002; Macedo, Sobral, e Melo 2005; Melo et al. 2010), tratando-se de uma ferramenta que produz resultados padronizados, comparáveis e que fornecem informação ambiental significativa. Como parte integrante de uma ACV, o método cumpre todos os parâmetros requeridos na norma ISO 14040:2006.

O método é essencialmente constituído por seis indicadores, de fácil leitura e recolha de dados. Estes indicadores descrevem factores de pressão ambiental, a semelhança da pressão ambiental descrita no modelo DPSIR, que foi adoptado por instituições como a *Organisation for Economic Co-operation and Development* (OCDE 1993) ou a *European Environment Agency* (EEA 2005). O significado de DPSIR é “forças motrizes, pressões, estado, impactos e resposta” oferecendo uma base para analisar os factores inter-relacionados que têm impacto sobre o ambiente. Os seis indicadores do *Ecoblok* procuram máxima abrangência de influências ambientais, e são enumerados na Figura 3.18, abaixo representada.



Figura 3.18 Sistema de indicadores Ecoblok, enquadrados segundo categorias de pressões ambientais

O método permite agregar os resultados dos indicadores, num único valor ou índice, através da conversão dos valores a uma mesma unidade de área global, um conceito inerente à pegada ecológica, descrita pela primeira vez em 1996 por Wackernagel e Rees. Esta unidade é entendida como a superfície produtiva ou ecossistema aquático necessário para manter o consumo de recursos e energia, assim como absorver os resíduos produzidos por uma determinada população humana ou ecossistema, considerando a tecnologia existente, independentemente da parte do planeta em que se está situada (Wackernagel e Rees 1996). Optou-se por não aplicar esta componente do método, tratando os resultados com maior desagregação, indicador a indicador para cada processo considerado.

3.6.2 Indicadores Ecoblok

Os indicadores possuem uma forma genérica de cálculo, representada pela equação 3.1, em que se procede ao somatório dos produtos entre quantidades de cada variável (Q) e o factor de equivalência (feq). Os factores de equivalência têm por base regras específicas por cada indicador, com base em critérios técnicos

$$I_i = \sum(Q_{ij} \times feq_{ij}) \quad (\text{Equação 3.1})$$

I_i – indicador Ecoblok i expresso em unidades equivalentes;

Q_{ij} – quantidade mensurável da variável j para o indicador i ;

feq_{ij} – factor de equivalência da variável j para o indicador i .

A cada indicador corresponde um tipo de pressão ambiental, agregado segundo os critérios correspondentes ao indicador. Os indicadores são aditivos ao longo da cadeia de valor do produto, permitindo que as pressões sejam agregadas, de fase para fase do ciclo de vida, até ao momento da sua comercialização e consumo. Seguidamente são apresentados os indicadores com mais detalhe.

1 Captação de água (WA)

- ✓ Unidade do indicador: m^3 equivalentes;
- ✓ Quantidade (Q): quantidade de água extraída de uma fonte natural (m^3);
- ✓ feq : origem da água consumida e estado do recurso explorado.

O indicador mede a intensidade de uso da água, considerando a quantidade extraída, a sua origem na natureza e a disponibilidade hídrica. O cálculo do factor de equivalência é dado pelo quociente entre a quantidade de água captada e a quantidade de extracção sustentável (Equação 3.2). Para valores superiores a 1 a exploração do meio está acima do nível considerado sustentável.

$$feq = \frac{Q_{capturado}}{Q_{sustentavel}} \quad (\text{Equação 3.2})$$

Na ausência de dados sobre a quantidade sustentável de extracção utiliza-se a intensidade de exploração (Equação 3.3), ou seja o quociente entre a quantidade captada e a quantidade naturalmente disponível.

$$\text{Intensidade de exploração} = \frac{Q_{captado}}{Q_{disponivel}} \quad (\text{Equação 3.3})$$

Se a intensidade de exploração for superior a 10% poderemos estar perante um caso de extracção não sustentável (OCDE 2003). Nestes casos o factor de equivalência deverá penalizar o consumo, como demonstra a Tabela 3.12.

Tabela 3.12 Factor de equivalência para o indicador captação de água (feq_{WA})

$Q_{captado}/Q_{sustentavel}$	Intensidade de exploração (IE)	feq_{WA}
≤ 1	$\leq 10\%$	1
> 1	$> 10\%$	$Q_{captado}/Q_{sustentavel}$ ou $10 * IE$

2 Extracção de recursos (RE)

- ✓ Unidade do indicador: t equivalentes;
- ✓ Quantidade (Q): quantidade de material retirado do local de extracção primária (t);
- ✓ feq: duração do *stock* e taxa de renovação do recurso.

Este indicador tem por base consumo de recursos em função da quantidade extraída da natureza, o seu *stock* e a capacidade de renovação do recurso. Como tal o factor de equivalência penaliza o consumo de recursos menos abundantes, como apresentado seguidamente:

- Um recurso com duração de *stock* igual ou superior a 100 anos, como produtos agrícolas é atribuído ao feq o valor de 1;
- Um recurso com duração de *stock* inferior a 100 anos como madeira de florestas primárias ou petróleo, o feq atribuído é a razão entre 100 e os anos de duração do *stock* ($100/\text{anos de duração do stock}$);
- Materiais reciclados ou reutilizados têm um feq de zero.

Neste âmbito considera-se *stock* como os recursos disponíveis passíveis de serem explorados de forma legal, economicamente rentável e ambientalmente aceitável. A utilização de um horizonte de 100 anos está relacionado com a perspectiva de desenvolvimento sustentável, com a ponderação das necessidades de gerações futuras. É ainda de destacar que a duração dos *stocks* depende de factores como o preço, a procura ou até as tecnologias disponíveis (Macedo, Sobral, e Melo 2005).

3 Uso do Solo (LU)

- ✓ Unidade do indicador: $\text{m}^2 \cdot \text{a}$ equivalentes;
- ✓ Quantidade (Q): área de solo ocupada por determinada actividade ou serviço (m^2);
- ✓ feq: intensidade do uso do solo, considerando valores ecológicos, sociais e serviços ambientais.

Indicador considera a área ocupada em função do seu valor ecológico e social. A ocupação do solo pelos diferentes sectores de actividade, pode inviabilizar a sua utilização no presente ou no futuro, sendo este um dos factores ponderados. O método considera três pontos-chave para o factor de equivalência (feq_{LU}) (Sousa 2012):

- Serviços ambientais prestados pelo solo, como a regulação do ciclo hídrico e diversidade biológica são avaliados pela quantidade de área classificada como protegida;
- Práticas agrícolas, culturas tradicionais ou biológicas, em que se prove a não degradação do solo são assumidas como sustentáveis, por outro lado culturas intensivas são penalizadas;
- Grau de destruição do solo, que considera a construção de áreas urbanas e outras infra-estruturas como vias de comunicação, actividades extractivas, barragens e

aterros. A degradação de solo de elevada qualidade é penalizada mais fortemente que de qualidade inferior, a ocupação mais antiga é menos penalizada.

A Tabela 3.13 seguinte compila os critérios para a atribuição do feq_{LU} pode variar entre 0 e 10.

Tabela 3.13 Critérios para a atribuição do factor de equivalência, do indicador uso do solo.

Critérios	feq_{LU}
Solo prestador de serviços ambientais e culturais, classificado como área protegida	$0 < feq_{LU} < 1$
Solo com ocupação humana sustentável	1
Solo sujeito a práticas agrícolas insustentáveis	$1 < feq_{LU} < 4$
Solo destruído antes de 1972	4
Solo destruído após 1972, dependendo da data da destruição e da qualidade do solo	$4 < feq_{LU} < 10$

4 Emissão de gases com efeito de estufa (GHG)

- ✓ Unidade do indicador: t CO₂ equivalentes;
- ✓ Quantidade (Q): quantidade de gases com efeito de estufa emitida (t);
- ✓ feq : potencial de aquecimento global de casa gás.

Este indicador pondera a importância das alterações climáticas no planeta, considerando o potencial de aquecimento global de cada gás emitido para a atmosfera, em t CO₂ eq. Ou seja a massa equivalente de CO₂ necessária para o gás em causa produzir o mesmo efeito do próprio CO₂. Assim o factor de equivalência é atribuído segundo a metodologia do *Intergovernmental Panel On Climate Change* (IPCC 2014). Para os sectores em estudo as principais emissões com efeito de estufa são o dióxido de carbono (CO₂), resultante da combustão de produtos de petróleo e gás natural, e o metano (CH₄) o principal componente do gás natural. A Tabela 3.14 mostra os potenciais de aquecimento global dos principais gases com efeito de estufa segundo o IPCC.

Tabela 3.14 Efeito de estufa potencial dos principais gases. (Fonte: IPCC)

Gás com efeito de estufa	Potencial de aquecimento global
CO ₂	1
CH ₄	21
N ₂ O	310
CFC 11	3800
CFC 12	8100
HCFC 22	1500

5 Poluição do ar (PA) e Poluição da água e solo (PWL)

- ✓ Quantidade (Q): quantidade de substâncias perigosas emitidas o ar, água e solo (kg);
- ✓ feq: baseado na perigosidade de cada substância.

Indicador inclui emissões tóxicas e ecotóxicas para o ar, água e solo. Na base do cálculo destes indicadores está o regulamento de *Pollutant Release and Transfer Register* (PRTR) que teve origem em (UNECE 2003). Este regulamento fornece a lista de poluentes e a base para o cálculo dos factores de equivalência, utilizando limiares de emissão. Os factores de equivalência são calculados dividindo um limiar de referência pelo limiar de cada poluente (Equação 3.4), reflectindo assim a perigosidade da substância em causa. Os poluentes de referência utilizados pelo método *Ecoblok* são, os óxidos de azoto (NO_x) para as emissões atmosféricas, e o azoto total (N), para água e solo.

$$feq_{ij} = \frac{L_{REF\ i}}{L_{ij}} \quad (\text{Equação 3.4})$$

feq_{ij} – factor de equivalência da variável *j* para o indicador *i* (sendo *i* PA ou PW);

L_{REF i} – limiar de emissão para o poluente de referência do indicador *i*;

L_{ij} – Limiar de emissão para o poluente *j*, indicador *i*.

4 Resultados e Discussão

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos através da aplicação da metodologia descrita no capítulo 3. Visto que existem dois sectores de actividade distintos em estudo, procedeu-se em primeiro lugar à apresentação dos resultados para os produtos petrolíferos e seguidamente do gás natural. Em cada sector são apresentados os resultados por indicador e por fase do ciclo de vida. Com esta forma de apresentação dos resultados pretende-se compreender quais as fases que mais contribuem para as pressões ambientais geradas. Optou-se ainda pela apresentação separada dos resultados “*upstream*” e “*downstream*” de forma a comparar a quantidade de pressão ambiental importada por Portugal e as pressões acrescentadas já em solo nacional.

4.1 Produtos petrolíferos

4.1.1 Indicadores agregados

Uma vez que após o processo de refinação o petróleo é dividido em vários fluxos, como tal torna-se necessário efectuar uma análise diferencial aos vários produtos. Esta análise foi determinada através dos dados produtivos das refinarias nacionais, em termos de produtos expedidos para o mercado. Assim sendo foram considerados os seguintes produtos: gasolina, gasóleo, heavy fuel oil, light fuel oil, jet fuel e nafta. A Tabela 4.1 demonstra os resultados obtidos por indicador e por kg de produto, após o último processo estudado. Tal como indicado anteriormente, os diferentes produtos têm diferentes níveis de acompanhamento por exemplo a gasolina e o gasóleo foram calculadas as pressões geradas até à fase de distribuição, o que implica a quantificação até ao momento da aquisição por parte do consumidor num posto de abastecimento.

Tabela 4.1 Pressões ambientais associadas ao fabrico e distribuição de derivados de petróleo

Produto	WA (m ³ eq/kg)	RE (kg eq/kg)	LU (m ² .a eq/kg)	GHG (kg CO ₂ eq/kg)	PA (kg NO _x eq/kg)	PWL (kg N eq/kg)
Gasolina (distribuição)	0,008	2,7	0,03	0,7	1,2	0,09
Gasóleo (distribuição)	0,008	2,6	0,02	0,6	1,1	0,08
Heavy fuel oil (armazenagem)	0,007	2,5	0,02	0,5	1,0	0,07
Light fuel oil (armazenagem)	0,007	2,5	0,02	0,5	1,0	0,07
Jet fuel (armazenagem)	0,007	2,5	0,02	0,5	1,0	0,07
Nafta (armazenagem)	0,008	2,5	0,02	0,5	1,0	0,08
Betume (refinação)	0,007	2,5	0,01	0,5	1,0	0,07
GPL (refinação)	0,008	2,6	0,02	0,6	1,0	0,08

Os valores apresentados na tabela acima demonstram a importância de indicadores como o consumo de recursos, a emissão de gases com efeito de estufa e gases poluentes da atmosfera para a qualquer um dos produtos. O valor verificado no indicador consumo de recursos deve-se em grande parte à extracção do petróleo enquanto recurso não renovável e com reservas finitas no nosso planeta. Para a extracção de petróleo bruto foi utilizado um factor de equivalência de 2,1 que reflecte a duração da reserva mundial e penaliza a extracção do recurso.

Um dos processos que acontece na refinaria é a inclusão de biocombustível no gasóleo, em cerca de 15% por cada unidade produzida. Como o âmbito do estudo se centra nos produtos de petróleo e os principais processos a eles associados, o ciclo de vida dos biocombustíveis não foi estudado. Mas uma vez que a base de dados do *Ecoinvent* possui a categoria, esta foi incluída como aproximação à realidade da inserção de biocombustíveis no gasóleo em Portugal. A Tabela 4.2, apresenta os resultados obtidos com e sem a inclusão de biocombustíveis no gasóleo.

Tabela 4.2 Pressões ambientais associadas ao fabrico e distribuição de gasóleo e gasóleo com biocombustível

Combustível	WA (m ³ eq/kg)	RE (kg eq/kg)	LU (m ² .a eq/kg)	GHG (kg CO ₂ eq/kg)	PA (kg NO _x eq/kg)	PWL (kg N eq/kg)
Gasóleo (distribuição)	0,01	2,6	0,02	0,56	1,1	0,08
Gasóleo, com biocombustível (distribuição)	0,01	2,2	1,80	0,57	1,7	1,44
Incremento percentual (%)	+71	-13	+7614	+1	+47	+1735

Pode-se verificar um aumento das pressões em todos os indicadores, exceptuado no consumo de recursos. Os aumentos verificados, principalmente nos indicadores LU e PWL, apresentam valores anormalmente elevados, na casa dos milhares de vezes superiores. Parte deste aumento poderá ser explicado pela utilização de terrenos agrícolas, na produção de biocombustíveis. Estas explorações levam a um aumento da área necessária para produzir um quilograma de combustível, assim como as práticas inerentes determinam o elevar da poluição emitida para os cursos de água e solo.

Para além dos combustíveis refinados localmente, existe importação de produtos que suprimem a falta de capacidade das refinarias nacionais. Um desses produtos é o gasóleo, com origens em países como Espanha ou os Estados Unidos. Segundo a Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG 2013), o gasóleo importado constitui cerca de 16% das vendas do mercado nacional. Ponderando as origens e distâncias de transporte, foram construídos resultados por quilograma de gasóleo, que incluem a fracção de importação (Tabela 4.3). Os resultados para a inclusão da percentagem importada, apresentam um ligeiro aumento em termos percentuais, para todos os indicadores. O aumento das pressões pode ser explicado pelas práticas de refinação nos países onde o gasóleo é originário, mas também devido ao transporte marítimo implicado na importação de refinados.

Tabela 4.3 Pressões ambientais associadas ao fabrico e distribuição de gasóleo produzido localmente e gasóleo com a inclusão da fracção importada

Combustível	WA (m ³ eq/kg)	RE (kg eq/kg)	LU (m ² .a eq/kg)	GHG (kg CO ₂ eq/kg)	PA (kg NO _x eq/kg)	PWL (kg N eq/kg)
Gasóleo nacional (distribuição)	0,0076	2,6	0,023	0,56	1,14	0,079
Gasóleo, com importação (distribuição)	0,0078	2,7	0,024	0,57	1,18	0,081
Incremento percentual (%)	+2	+3	+4	+2	+4	+4

Independentemente de variantes como a inclusão de biocombustíveis no gasóleo ou a importação de produtos refinados, é possível afirmar que produtos como a gasolina e o gasóleo são os que apresentam maior pressão ambiental por kg no local de venda ao consumidor. Os resultados anteriores podem ser consultados de forma mais detalhada no capítulo: Resultados detalhados. A análise seguinte considera apenas os produtos refinados em solo nacional sem inclusão de biocombustíveis. É destacado cada indicador e processo individualmente para uma melhor compreensão da pressão acrescentada em cada fase.

4.1.2 Consumo de água (WA)

Ao estudar a importação de petróleo bruto em 2013 é possível tipificar três origens distintas com consumos na fase de produção e transporte diferentes. A importação de crude com origem em países Africanos gera em média um consumo de 0,006 m³ eq. de água por cada quilograma de crude. Para o Médio Oriente, o consumo é de 0,005 m³ eq. e para a Rússia de 0,008 m³ eq.

Segundo a Figura 4.1, o consumo de água associado ao transporte é visivelmente inferior ao da produção. Este facto deve-se ao consumo inerente ao processamento de crude, que apresenta eficiências diferentes para locais diferentes, sendo a Rússia o maior consumidor. A ponderação dos consumos na importação de crude constitui o mix de importação, a verde no gráfico abaixo, com um valor de 0,006 m³ eq. Este valor reflecte a importância de cada origem para a importação de um quilograma de crude, neste caso a elevada influência das importações Africanas é bem patente.

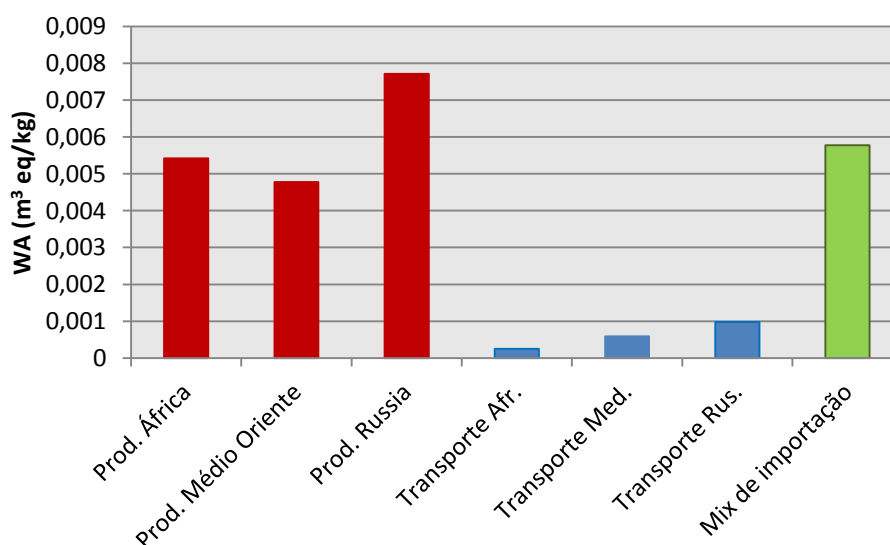


Figura 4.1 Consumo de água nos processos de produção e transporte de petróleo bruto

A Figura 4.2 demonstra o consumo de água realizado em solo nacional, por cada produto e por cada etapa. É visível a relevância da refinação, com valores superiores a 0,0015 m³ eq. por quilograma de produto, em todos os produtos.

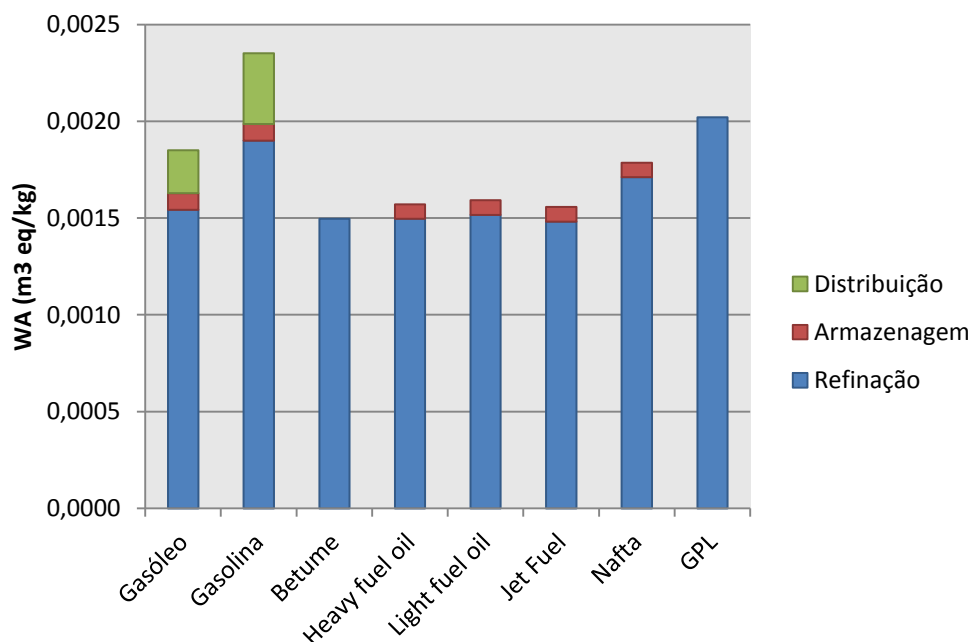


Figura 4.2 Consumo de água nos processos de: refinação, armazenagem e distribuição

Os maiores consumos registam-se em produtos como o gasóleo e gasolina, que apresentam mais etapas que os restantes produtos. As etapas de armazenagem e abastecimento aumentam a pegada hídrica da gasolina, tornando-a no produto com mais necessidades hídricas.

4.1.3 Consumo de recursos (RE)

Os valores apresentados no indicador consumo de recursos devem-se essencialmente à extracção de petróleo, enquanto recurso com reservas limitadas. A extracção do recurso não renovável é penalizada pelo método através do factor de equivalência.

A importação de crude com origem em África gera um consumo de 2,3 kg eq de recursos, por cada quilograma de petróleo importado (Figura 4.3). No Médio Oriente são consumidos 2,3 kg eq e na Rússia 2,8 kg eq. O processo de produção é o grande responsável por estes valores, de onde se assinala a extracção na Rússia como de maior consumo. Este facto deve-se as ineficiências consideradas pelo *Ecoinvent* para a extracção na Rússia, especialmente na zona da Sibéria onde existem fugas consideráveis associadas a campos de petróleo e *pipelines* (Dones et al. 2007).

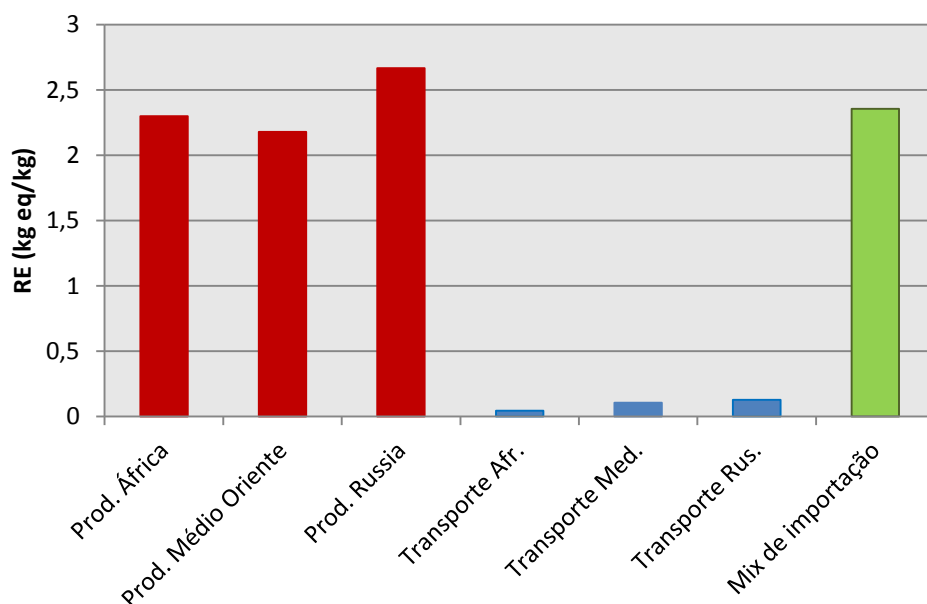


Figura 4.3 Consumo de recursos nos processos de produção e transporte de petróleo bruto

Relativamente à actividade nacional (Figura 4.4), a refinação é novamente a etapa que envolve mais consumos. As principais causas são os materiais subsidiários e combustíveis consumidos no processo. O abastecimento também apresenta valores apreciáveis, no gasóleo e gasolina, mas deve-se em grande parte à pressão da infra-estrutura alocada a um quilograma de produto. No caso da armazenagem este factor é diluído pela maior utilização da infra-estrutura ao longo do seu ciclo de vida.

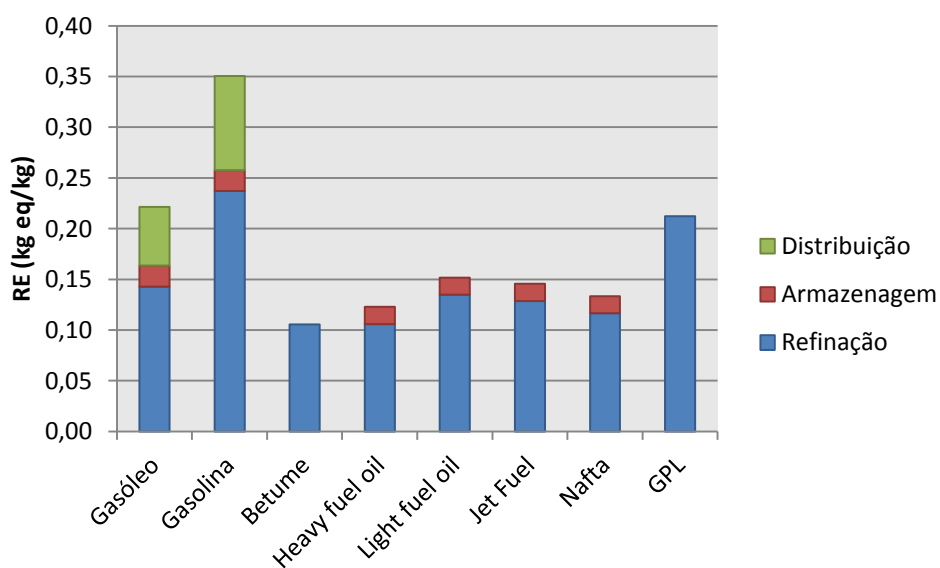


Figura 4.4 Consumo de recursos nos processos de: refinação, armazenagem e abastecimento

4.1.4 Uso do solo (LU)

O uso do solo na componente internacional apresenta valores geralmente baixos, tanto para a produção como para o transporte. A exceção é a produção na Rússia a atingir o valor de 0,075 m². Este valor acaba por se esbater no mix de importação nacional, devido à baixa representatividade da Rússia nas importações.

O valor elevado para a Rússia (Figura 4.5), mais uma vez pode ser explicado pela extensão dos campos petrolíferos ou as áreas de solo contaminadas pelas fugas de crude, que acabam por ser implicadas no processo produtivo. A gestão do espaço mais eficiente nas restantes origens acaba por baixar o mix de importação para 0,01 m² eq. por quilograma de produto.

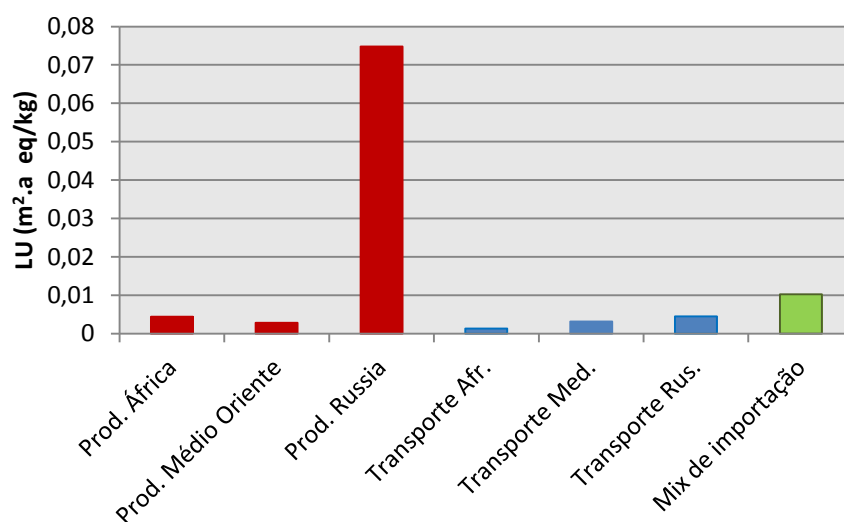


Figura 4.5 Uso do solo nos processos de produção e transporte de petróleo bruto

No sistema nacional (Figura 4.6), o posto de combustível tem uma elevada influência nas pressões totais dos dois primeiros produtos. Tal como no indicador anterior, este tipo de pressão deve-se à infra-estrutura, que embora seja a com menor dimensão de todo o ciclo, também é a que tem menos afluência de produtos, o que leva a uma alocação das pressões da infra-estrutura maior nesta etapa. Destaca-se também pressão da armazenagem, mais significativa neste indicador, que nos restantes. A aérea destes parques pode atingir os hectares, normalmente junto a zonas costeiras é um dos factores considerados.

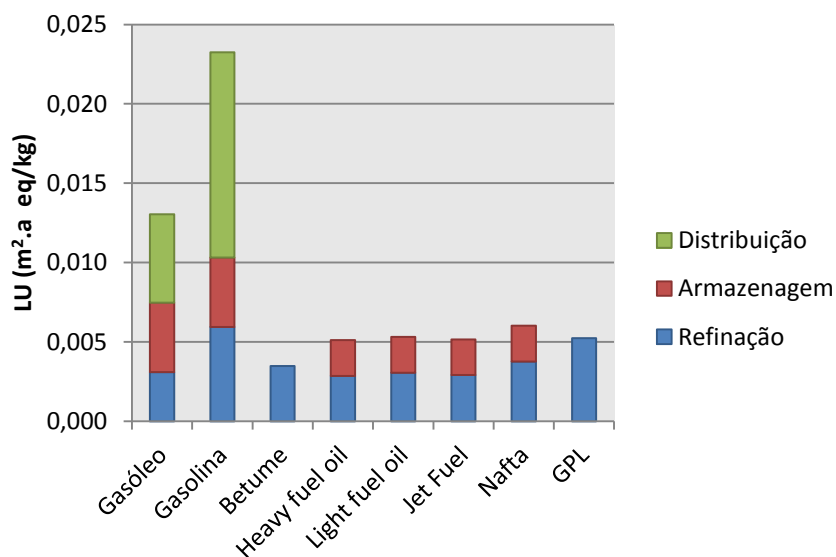


Figura 4.6 Uso do solo nos processos de: refinação, armazenagem e abastecimento

4.1.5 Emissão de gases com efeito de estufa (GHG)

As emissões de gases com efeito de estufa apresentam valores consideravelmente diferentes para cada uma das três origens. A variação deve-se as práticas e tecnologias utilizadas que diferem de local para local. Neste indicador a etapa de transporte também apresenta valores significativos e directamente proporcionais à forma de transporte e distancia percorrida.

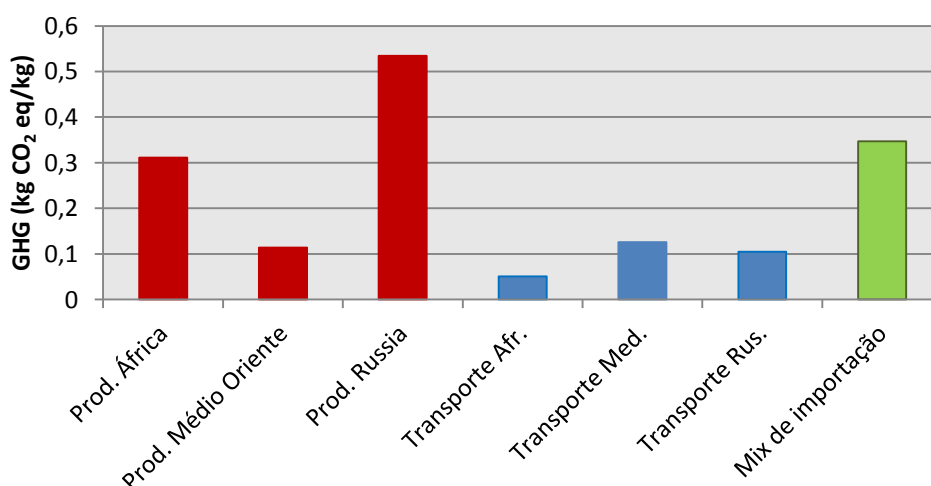


Figura 4.7 Emissões com efeito de estufa nos processos de produção e transporte de petróleo bruto

Segundo a Figura 4.7, a Rússia apresenta o valor mais elevado para a produção, seguido de África e Médio Oriente por último. Esta mesma ordem não se mantém ao analisar as pressões do transporte. O transporte considerado inclui o *pipeline* desde o local de produção até à costa e posteriormente via marítima até ao destino. O Médio Oriente apresenta mais pressões devido à longa rota percorrida. Que, de modo evitar o canal do Suez, leva estes navios a contornarem África até chegarem a Portugal. O transporte da Rússia apesar de representar uma distância via marítima mais curta apresenta o transporte de *pipeline* mais longo, com cerca de 5000 km de comprimento. A nível nacional (Figura 4.8), a refinação é o processo que apresenta mais emissões de CO₂ equivalente por quilograma de produto, independentemente do produto.

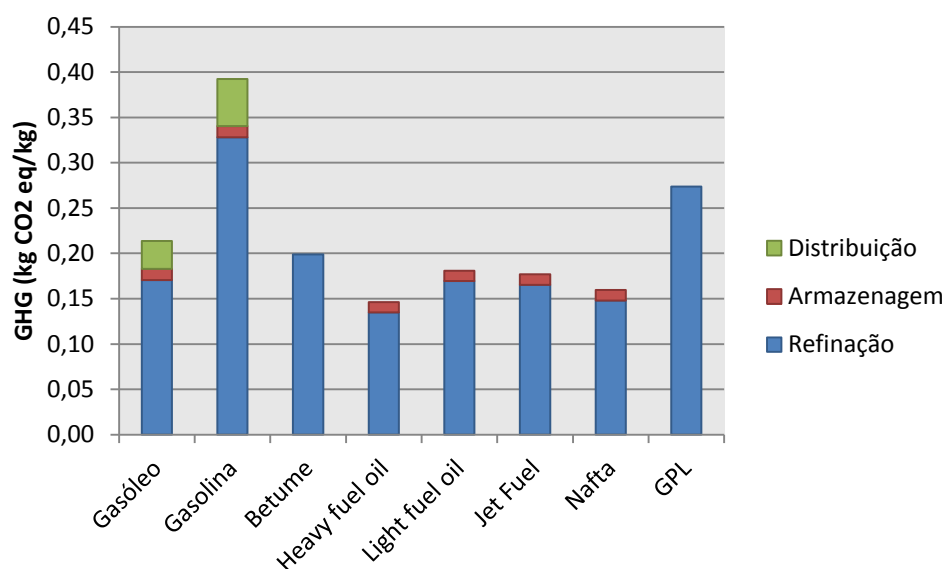


Figura 4.8 Emissões com efeito de estufa nos processos de: refinação, armazenagem e abastecimento

Na Figura 4.8, destaca-se a gasolina como produto com mais emissões, facto que se deve à alocação de pressões ambientais realizada no modelo para a refinaria. Mas também visto que o gasóleo é o produto de maior produção nas refinarias, e resultante do processo principal, a gasolina acaba por requerer processos adicionais de tratamento.

4.1.6 Poluição do ar (PA)

No indicador de gases poluentes da atmosfera a Rússia apresenta-se novamente como principal destaque, tanto na produção como no transporte. A razão para este agravamento na produção Russa, já apontado anteriormente, está sobretudo na eficiência do processo de

extracção e fugas de matéria para o ambiente. Neste caso pesam as fugas contabilizadas na região Siberiana, que são responsáveis pela emissão dos componentes voláteis do petróleo. A Figura 4.9, demonstra ainda pressões assinaláveis no transporte, causadas pelas perdas que o *Ecoinvent* considera no *pipeline*, mas também as emissões da queima de combustíveis nos navios petroleiros. A distancia percorrida por *pipeline* na Rússia influencia os valores apresentados no transporte.

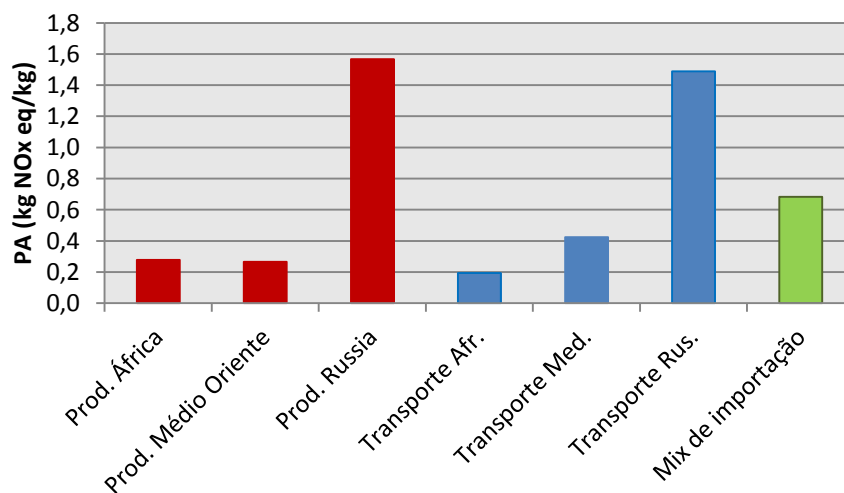


Figura 4.9 Emissões de poluentes atmosféricos nos processos de produção e transporte de petróleo bruto

Na etapa nacional do ciclo dos produtos de petróleo, a refinação exerce grande influência, como demonstra a Figura 4.10. Para todos os produtos a pressão da refinação mantém-se relativamente constante, enquanto a armazenagem representa a menor componente do ciclo. Nos postos de abastecimento, as fugas de compostos voláteis no momento do abastecimento é ponderada, e acaba por se tornar num factor de relevância para o indicador de emissão de gases poluentes da atmosfera.

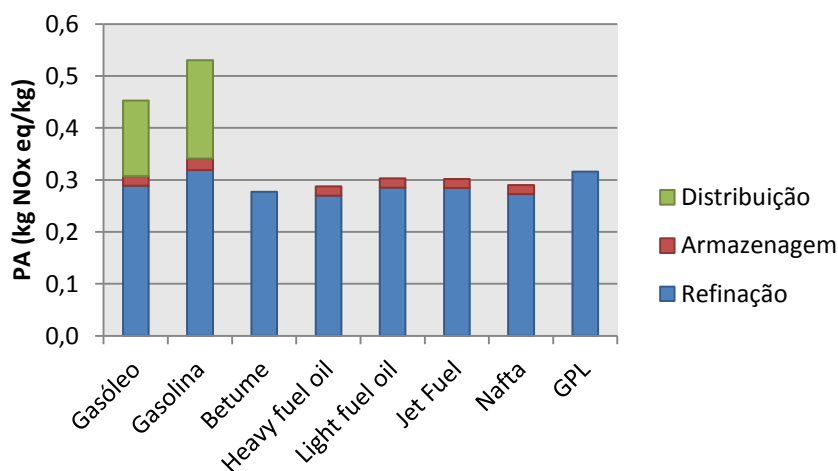


Figura 4.10 Emissões de poluentes atmosféricos nos processos de: refinação, armazenagem e abastecimento

4.1.7 Emissões para a água e para o solo (PWL)

As emissões para água e solo constituem uma etapa importante na avaliação de desempenho ambiental dos processos, onde a produção Russa apresenta valores novamente elevados (Figura 4.11). A causa desta poluição, tal como apontado noutros indicadores será as emissões que resultam de perdas no sistema e acabam por afectar uma vasta área de terreno.

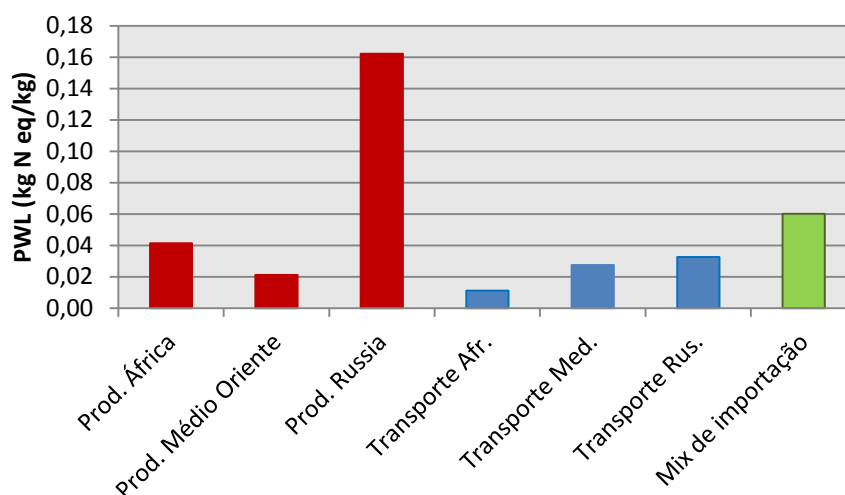


Figura 4.11 Emissões para a água e solo nos processos de produção e transporte de petróleo bruto

Em solo nacional, a operação da refinaria é a maior contribuição para as pressões ambientais do indicador (Figura 4.12), devido principalmente às emissões líquidas geradas que têm de ser alvo de tratamento especializado, antes de devolvidas ao meio.

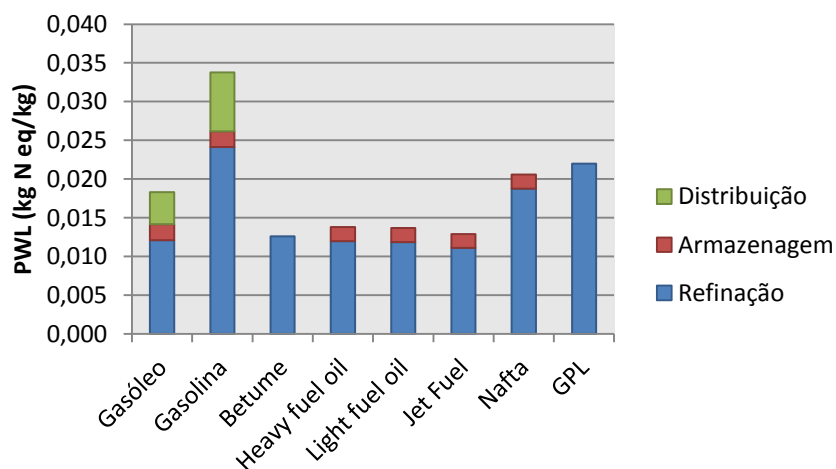


Figura 4.12 Emissões para a água e solo nos processos de: refinação, armazenagem e abastecimento

4.1.8 Análise comparativa: Produtos petrolíferos

A especificidade do método *Ecoblok*, utilizado na fase de avaliação de efeitos, torna incompatível qualquer comparação possível com valores de literatura internacional. Nesta perspectiva foi calculado através do inventário gerado pelo *Ecoinvent* as pressões para o gasóleo e gasolina na Suíça, país de onde a base de dados é originária. Estas pressões estão calculadas até à etapa armazenagem, de forma a evitar erros associados a diferentes formas de transporte para o local de abastecimento, do consumidor final.

Através da Tabela 4.4, é possível observar as diferenças, para o gasóleo entre o modelo adaptado para a situação nacional e o modelo desenvolvido pelo *Ecoinvent* para a Suíça. É de realçar que todos os valores se encontram na mesma ordem de grandeza, e que o modelo Português apresenta pressões reduzidas em todos os indicadores com a excepção do consumo de água. Estas diferenças podem ser indicativas não só de diferentes origens do crude importado, mas também de práticas de refinação diferenciais.

Tabela 4.4 Comparação entre as pressões ambientais de um quilograma de gasóleo na Suíça e em Portugal

	WA (m ³ eq/kg)	RE (kg eq/kg)	LU (m ² .a eq/kg)	GHG (kg CO ₂ eq/kg)	PA (kg NO _x eq/kg)	PWL (kg N eq/kg)
Gasóleo CH	0,006	2,6	0,023	0,59	1,1	0,08
Gasóleo PT	0,007	2,5	0,018	0,53	0,9	0,07
Incremento percentual (%)	+25	-4	-25	-10	-11	-8

Aplicando o mesmo tipo de análise à gasolina (Tabela 4.5), verifica-se a situação oposta, em que a gasolina refinada em Portugal apresenta maiores pressões em todos os indicadores com excepção da emissão de gases com efeito de estufa. Mais uma vez os resultados podem ser indicativos das práticas de refinação. Um processo principal com o objectivo de refinar gasolina na Suíça, em oposição ao processo principal de refinar gasóleo em Portugal, conduziria a este tipo de resultados.

Tabela 4.5 Comparação entre as pressões ambientais de um quilograma de gasolina na Suíça e em Portugal

	WA (m ³ eq/kg)	RE (kg eq/kg)	LU (m ² .a eq/kg)	GHG (kg CO ₂ eq/kg)	PA (kg NO _x eq/kg)	PWL (kg N eq/kg)
Gasolina CH	0,005	2,5	0,008	0,74	0,85	0,06
Gasolina PT	0,008	2,6	0,021	0,69	1,03	0,09
Incremento percentual (%)	+43	+3	+162	-8	+20	+46

4.2 Gás natural

4.2.1 Indicadores agregados

Nesta secção serão analisadas as pressões ambientais que um consumidor importa ao adquirir um metro cúbico de gás natural. Os resultados podem ser consultados na Tabela 4.6, por tipo de consumidor.

Tabela 4.6 Pressões ambientais do gás natural, por tipo de consumidor

	WA (m ³ eq/m ³)	RE (kg eq/ m ³)	LU (m ² .a eq/ m ³)	GHG (kg CO ₂ eq/ m ³)	PA (kg NO _x eq/ m ³)	PWL (kg N eq/ m ³)
Gás natural, no consumidor industrial	0,004	2,1	0,02	0,9	0,4	0,04
Gás natural, no consumidor doméstico	0,005	2,6	0,04	1,7	1,7	0,05

Os resultados obtidos dividem-se seguindo o tipo de consumidor, de onde se pode observar pressões mais elevadas para os consumidores domésticos. O consumidor industrial é abastecido directamente dos ramais da rede nacional de transporte de alta pressão (RNTGN), e desta forma não lhe são acrescentas as pressões da rede em média e baixa pressão. Como exemplo de consumidor industrial, pode-se referir as centrais termoeléctricas alimentadas a gás natural como o grande consumidor de gás natural a nível nacional.

Os resultados obtidos para os indicadores RE, GHG e PA são os mais significativos, independentemente do consumidor. A análise seguinte detalhada indicador a indicador, expõe em mais pormenor os motivos dos valores aqui apresentados para um consumidor doméstico, uma vez que a diferença entre os consumidores é apenas uma etapa, a rede de média e baixa pressão.

4.2.2 Consumo de água (WA)

Ao estudar o consumo de água, na produção e transporte de gás natural determinou-se que se consomem 0,0003 m³ eq. de água por cada metro cúbico de gás vindo da Argélia e 0,007 m³ eq. por cada metro cúbico de gás vindo da Nigéria. Esta disparidade de valores resulta essencialmente da diferente forma de transporte do gás, como se pode constatar na Figura 4.13.

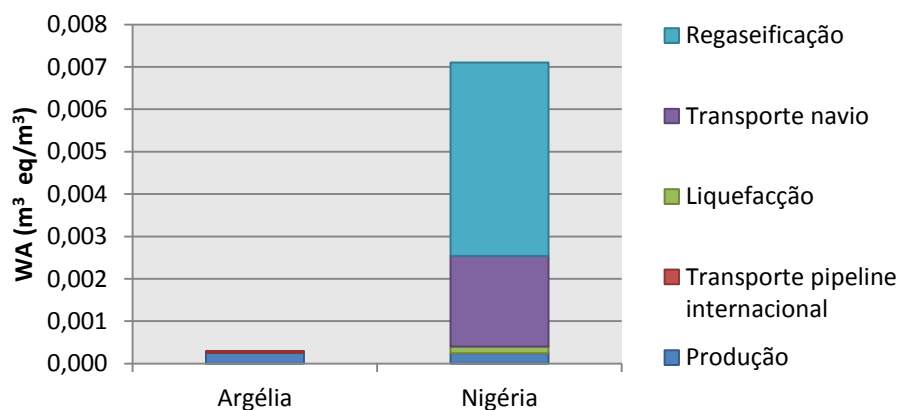


Figura 4.13 Consumo de água nos processos de importação de gás natural

É de notar o elevado consumo de água associado ao transporte por navio e regaseificação. O consumo no transporte marítimo pode ser explicado pela água de lastro, consumida em cada navio, embora esta seja devolvida ao meio, optou-se por atribuir um factor de equivalência que penalize esta acção, pois apresenta consequências para o meio marinho. A água é também um elemento central no processo de regaseificação. Tal como no transporte por navio, a água do mar aqui utilizada é devolvida ao oceano, no entanto também se atribui um factor de equivalência que penalize este comportamento. Os dois processos descritos anteriormente constituem os maiores factores de agravamento no consumo de água associados às importações com origem na Nigéria, enquanto a Argélia apresenta um valor consideravelmente mais baixo. Os consumos de água de cada origem são ponderados pela quantidade de importação relativa, e constituem o mix de importação nacional em 2013 (Figura 4.14).

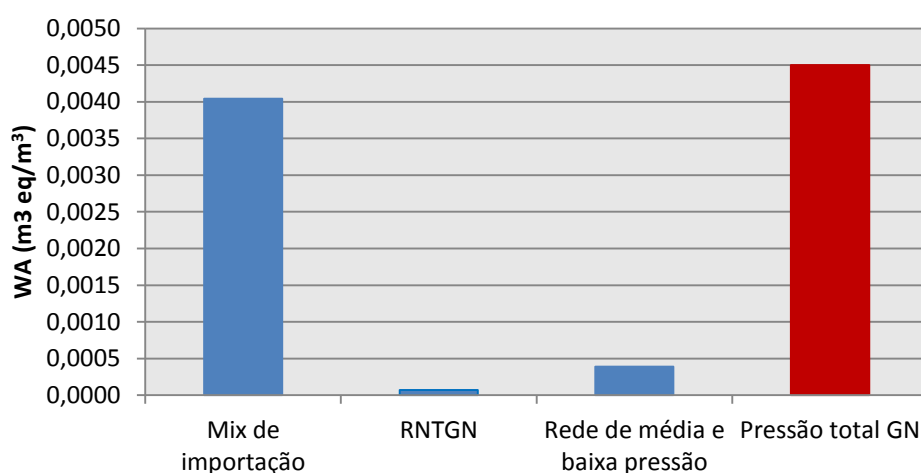


Figura 4.14 Consumo de água nos processos de transporte nacionais e consumo total

Como demonstrado pela Figura 4.14, a adição do mix de importação às redes nacionais de distribuição, resulta na pressão ambiental total, gerada por um metro cúbico de gás natural. Em termos de consumo de água, estas redes acrescentam um gasto pouco significativo. O consumo de água no *pipeline* não deriva da sua operação e processo de transporte mas sim da construção da infra-estrutura. Ao adquirir um metro cúbico de gás natural, o consumidor importa 0,0045 m³ eq. de água, no total.

4.2.3 Consumo de recursos (RE)

A importação de gás natural gera o consumo de 1,6 kg eq. de recursos se a origem for a Argélia e 2,3 kg eq. se a origem for a Nigéria. O maior consumo recai na fase de produção, com a Nigéria a apresentar novamente os maiores consumos (Figura 4.15).

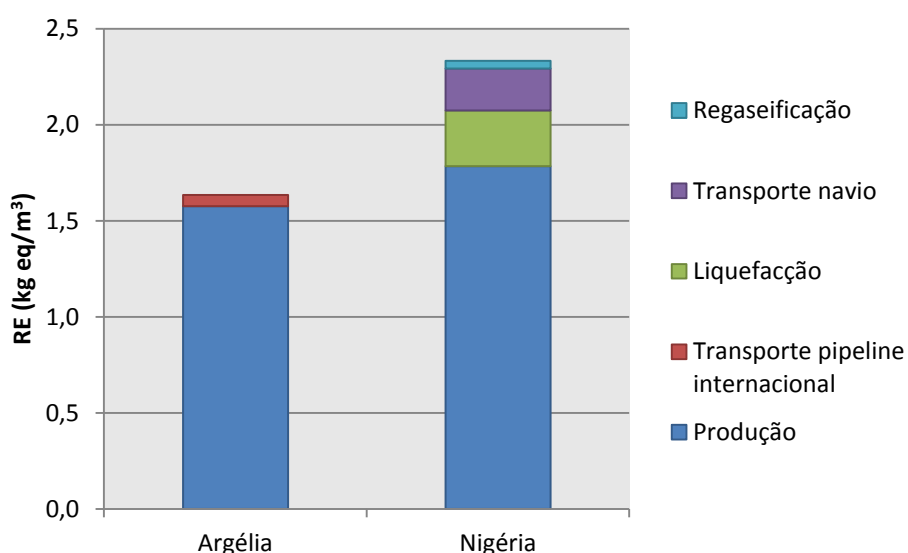


Figura 4.15 Consumo de recursos nos processos de importação de gás natural

Os valores apresentados na fase de produção devem-se à extracção de gás natural, enquanto recurso com reservas limitadas. A extracção do recurso não renovável é fortemente penalizada pelo método através do factor de equivalência. Quanto às restantes etapas destaca-se a liquefação e o transporte porque o consumo de energia no seu processo também requer extracção de recursos não renováveis.

A Figura 4.16 apresenta os valores totais para um metro cúbico de gás natural em Portugal, onde a fase de importação é a maior componente. Os valores relativos às redes devem-se em grande parte aos materiais de construção da infra-estrutura, em aço e polietileno. Ao adquirir um metro cúbico de gás natural, o consumidor importa 2,6 kg eq. de recursos.

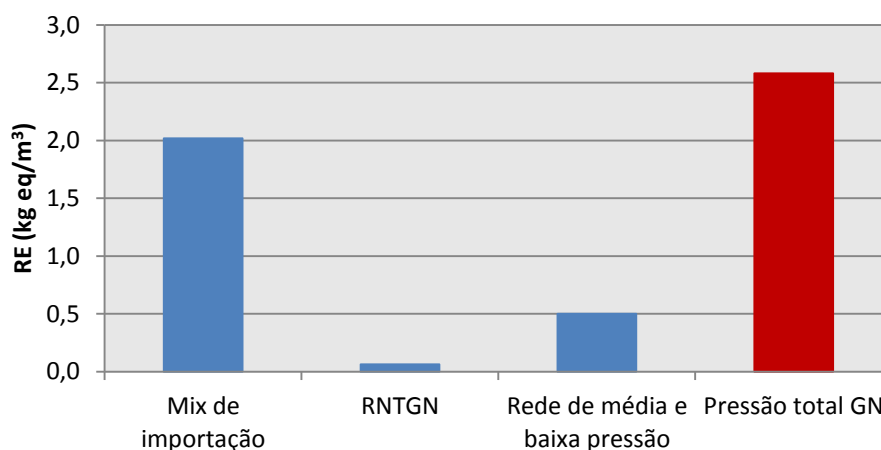


Figura 4.16 Consumo de recursos nos processos de transporte nacionais e consumo total

4.2.4 Uso do solo (LU)

O uso do solo é um factor relevante, sobretudo se consideramos que este pode afectar a produtividade e serviços prestados pelo solo. Neste indicador mais uma vez a importação Nigeriana é mais danosa para o ambiente. A ocupação de solo por parte das infra-estruturas portuárias faz sentir a sua influência neste indicador, como é visível pela Figura 4.17.

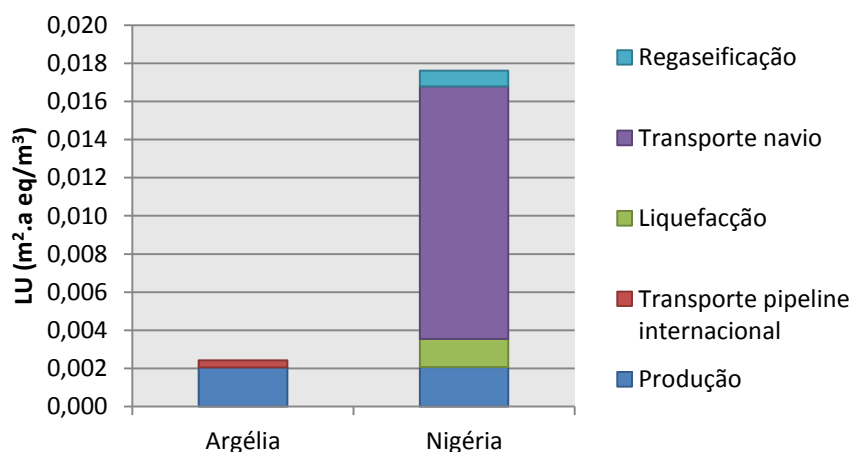


Figura 4.17 Uso do solo nos processos de importação de gás natural

Mas a ocupação realizada pelo navio no corpo de água, ao longo do seu trajecto, também é contabilizada pelo *Ecoinvent*, e acaba por ter um peso significativo devido a distância percorrida.

Ao dar entrada destes valores no mix nacional, obtém-se um valor normalizado para as importações, que é cumulativo com as restantes etapas. Neste caso, a pressão total das redes nacionais acaba por superiorizar a pressão da importação, como pode ser conferido na Figura 4.18.

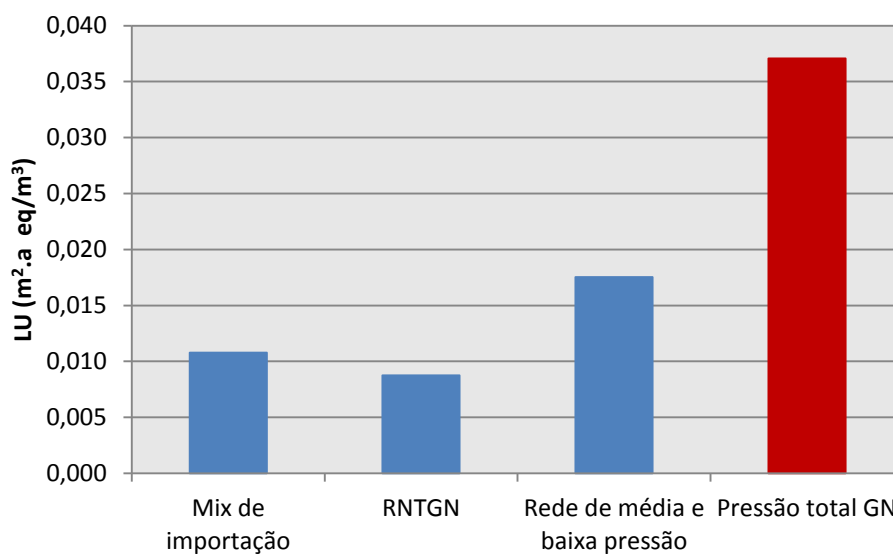


Figura 4.18 Uso do solo nos processos de transporte nacionais e valor acumulado

A elevada ocupação do solo nas redes de *pipeline* nacionais deve-se à área ocupada por estas infra-estruturas lineares de grande extensão. No conjunto das duas redes existem mais de 13 000 km de oleoduto em Portugal, e este facto acaba por ser revelador da sua importância para este indicador. A RNTGN, com perto de 1 400 km apresenta um factor agravante uma vez que tem associada uma área de servidão que impede por exemplo a existência de árvores numa distância de 5 m de cada lado do *pipeline*. Ao adquirir um metro cúbico de gás natural, o consumidor importa no total 0,037 m² eq. de uso do solo.

4.2.5 Emissão de gases com efeito de estufa (GHG)

A importação de gás natural gera 0,2 kg de emissões de CO₂ eq./ m³ quando produzido na Argélia e 1,4 kg de CO₂ eq./m³ quando o gás chega até nós vindo da Nigéria. A Nigéria apresenta valores bastante elevados quando comparado com a Argélia, não só devido ao transporte mais também pela ineficiência que a base de dados associa à extracção do recurso.

Segundo o *Ecoinvent* existem perdas acentuadas de gás natural, e consequentemente metano, na extracção e liquefacção em solo Nigeriano (Dones et al. 2007).

A Figura 4.19 confirma a premissa do *Ecoinvent*, sendo que estas perdas podem ser associadas ao método de extracção ou as tecnologias utilizadas. A somar aos impactes da extracção e liquefacção ainda existe as emissões libertadas no transporte de longa distância. Os navios metaneiros têm a atenuante de o combustível utilizado ser o próprio gás natural transportado, e como tal produzem menos emissões, quando comparados a navios que utilizam combustíveis mais pesados.

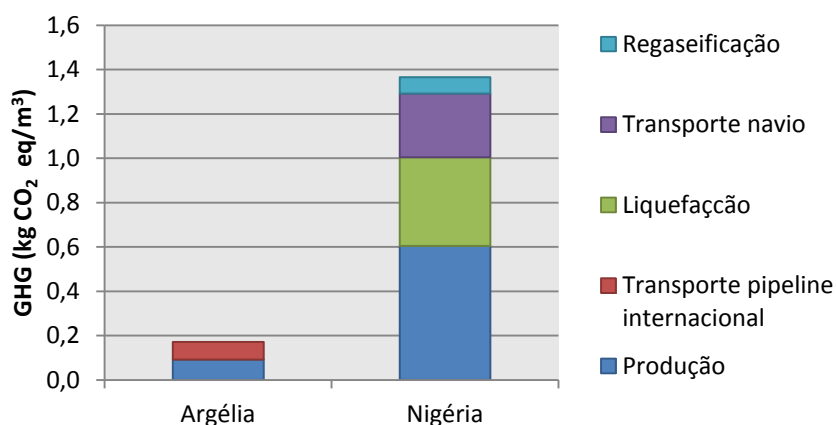


Figura 4.19 Emissão de gases com efeito de estufa, nos processos de importação de gás natural

Ao compara os valores de CO₂ eq. do mix de importação com as redes nacionais, obtêm-se valores semelhantes (Figura 4.20). Este facto deve-se às perdas na rede, que em alguns locais podem apresentar elevado nível de degradação. A extensão da rede em baixa relativamente à RNTGN eleva os valores de emissões da primeira. Ao adquirir um metro cúbico de gás natural, o consumidor importa no total 1,7 kg CO₂ eq. de emissões de gases com efeito de estufa.

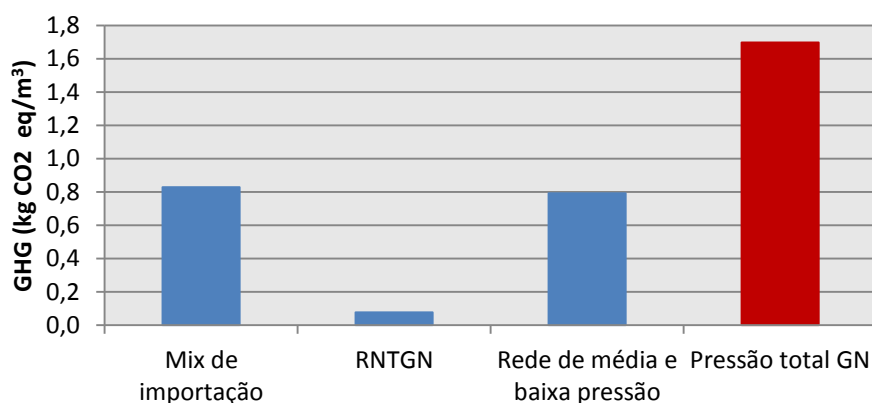


Figura 4.20 Emissão de gases com efeito de estufa nos processos de transporte nacionais e valor acumulado

4.2.6 Poluição do ar (PA)

O indicador de poluição do ar, apresenta valores condizentes com o indicador anterior. A fase de produção Nigeriana é a mais danosa para o meio ambiente, devido à ineficiência já apresentada.

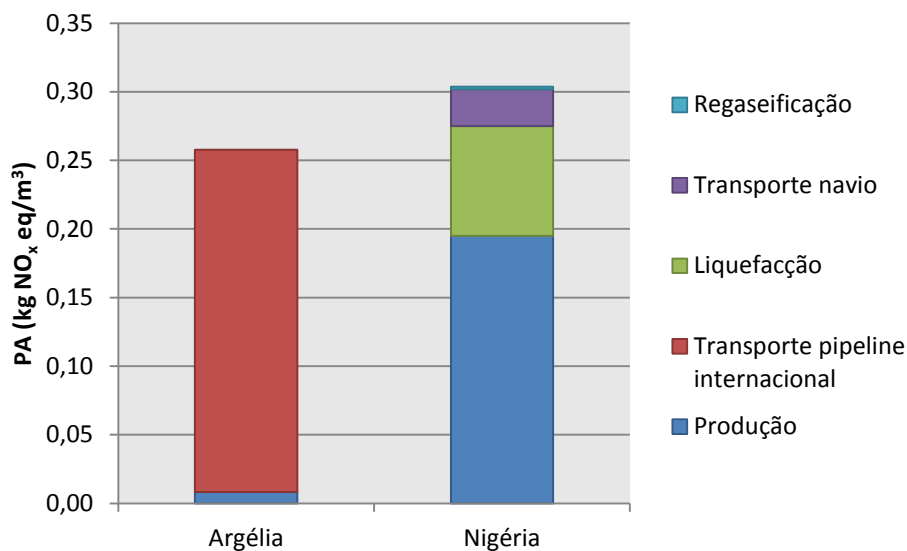


Figura 4.21 Emissão de gases poluentes da atmosfera, nos processos de importação de gás natural

Relativamente a indicadores anteriores, destaca-se aqui as emissões que estão associadas a construção e implementação do *pipeline* (Figura 4.21). É ainda de salientar que o transporte por gasoduto, devido à distância que percorre e perdas que apresenta, é mais susceptível de ser o responsável por emissões directas deste tipo, para a atmosfera.

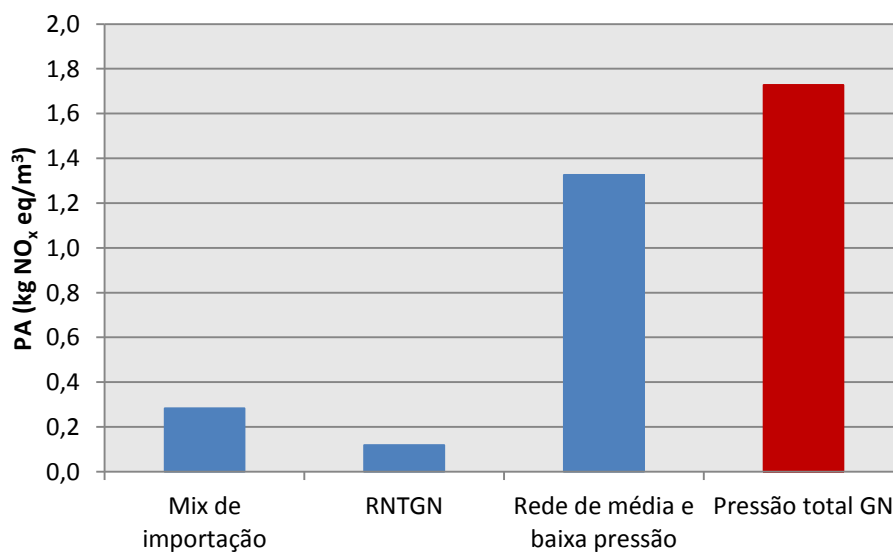


Figura 4.22 Emissão de gases poluentes da atmosfera nos processos de transporte nacionais e valor acumulado

A Figura 4.22 corrobora a hipótese apresentada anteriormente, relativa à poluição gerada pelo *pipeline*. Os valores do indicador apresentam-se relativamente baixos, até ao ponto em que se acrescenta a pressão gerada pela rede de média e baixa pressão. Esta rede eleva os resultados do indicador, devido às perdas na fase de operação e impactos de construção. O resultado pode revelar as consequências da ponderação da total extensão da rede como necessária ao abastecimento de um consumidor. Ao adquirir um metro cúbico de gás natural, o consumidor importa no total 1,7 kg NO_x eq. de emissões poluentes da atmosfera.

4.2.7 Emissões para a água e para o solo (PWL)

No indicador PWL, tal como em todos os anteriores, a importação de gás natural, vindo da Nigéria, apresenta mais impactos para o ambiente. Sendo consequência de um maior número de etapas de transporte mas também da ineficiência extractiva. A Figura 4.23 apresenta como maior destaque a poluição gerada no transporte por via marítima.

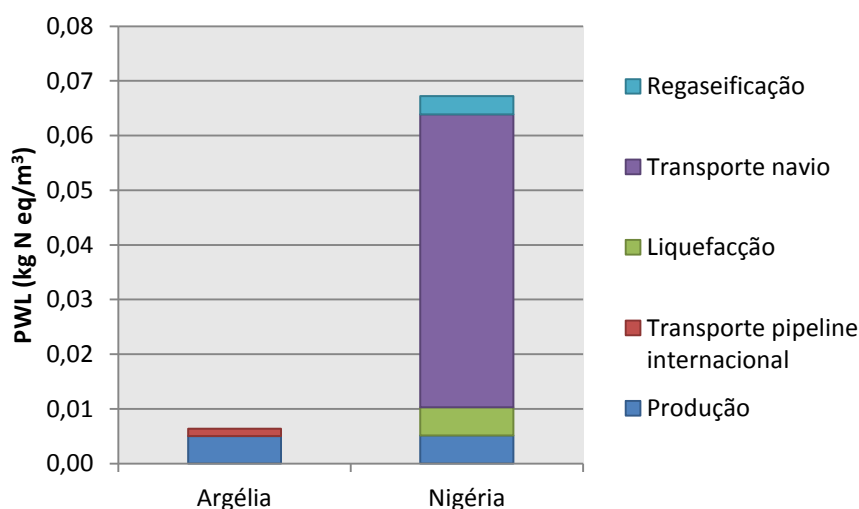


Figura 4.23 Emissões para a água e solo, nos processos de importação de gás natural

A elevada diferença entre as pressões das duas origens, deve-se à poluição gerada pela operação do navio metaneiro que ao deslocar-se origina impactes consideráveis no meio marinho. Traduzindo estes resultados em termos de mix de importação obtém-se um valor mais baixo, de acordo com os impactes de cada origem (Figura 4.24).

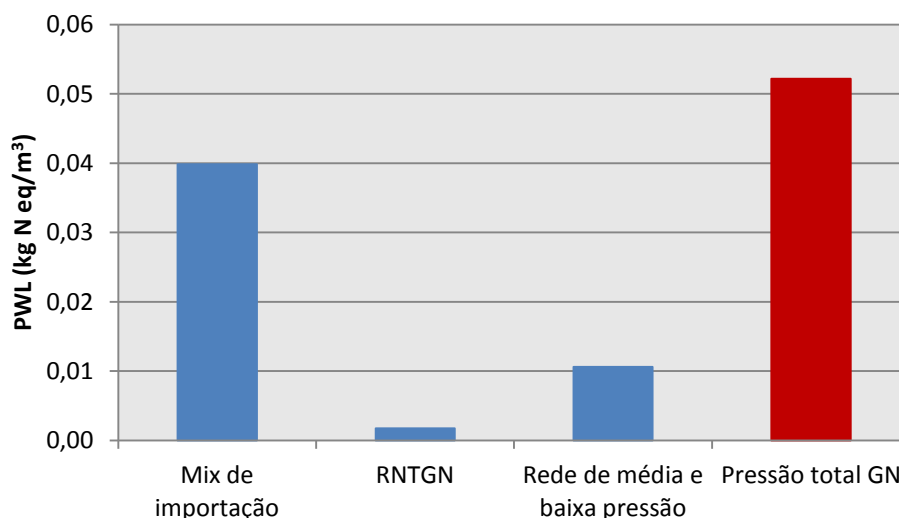


Figura 4.24 Emissões para a água e solo nos processos de transporte nacionais e valor acumulado

A importação representa mesmo a maior parcela das pressões inerentes ao indicador. As redes nacionais ainda acrescentam poluição resultante da contaminação do solo que possa existir quer na fase de construção quer na fase de operação dos *pipelines*. Ao adquirir um metro cúbico de gás natural, o consumidor importa no total 0,05 kg N eq. de emissões poluentes da água e solo.

4.2.8 Análise comparativa: Gás natural

De forma semelhante ao capítulo anterior, de produtos de petróleo, aqui também é aplicada uma comparação, entre os valores calculados e os valores do modelo do *Ecoinvent*. Para tal, foi aplicado o método Ecoblok ao inventário de ciclo de vida gerado pelo *Ecoinvent* para o gás natural na Suíça. A Tabela 4.7, apresenta em primeiro lugar as pressões ambientais do gás no consumidor para a Suíça, depois para o consumidor Português e no final a variação percentual.

Tabela 4.7 Comparação entre as pressões ambientais de um metro cúbico de gás natural na Suíça e em Portugal

	WA (m³ eq/m³)	RE (kg eq/ m³)	LU (m².a eq/ m³)	GHG (kg CO₂ eq/ m³)	PA (kg NO _x eq/ m³)	PWL (kg N eq/ m³)
Gás natural, no consumidor doméstico (CH)	0,001	1,8	0,009	0,5	1,0	0,02
Gás natural, no consumidor doméstico (PT)	0,005	2,6	0,037	1,7	1,7	0,05
Incremento percentual (%)	+736	+46	+295	+235	+69	+200

Verifica-se um crescimento acentuado das pressões, em Portugal quando comparado com a Suíça. Este diferencial de pressões pode ser explicado por dois factores, a forma de importação, e a adaptação do método. O modelo descrito no presente estudo, apresenta pontos de contacto com o inventário do *Ecoinvent*, mas no entanto são lhe acrescentadas ou corrigidas algumas categorias que adequam o modelo a uma situação mais próxima da realidade. Exemplo desse facto foram os cálculos realizados para determinar a massa o aço e polietileno utilizada na construção dos *pipelines*, que acabaram por ser superiores aos valores referenciados pelo inventário gerado. Este conjunto de factores acaba por distorcer a comparação de resultados em relação aos valores *Ecoinvent* para a Suíça.

4.3 Representatividade das fases do ciclo de vida

De forma a visualizar a contribuição de cada etapa do ciclo de vida para as pressões ambientais foi calculada a percentagem média de cada uma através dos indicadores. Com esta análise pretende-se verificar quais as etapas mais danosas para o meio.

A Figura 4.25 apresenta o gasóleo e a gasolina, os dois produtos mais significativos no mercado nacional de produtos petrolíferos. Verifica-se que a fase de produção contribui com cerca de 65% das pressões totais, seguida da refinação com valores na ordem dos 20%.

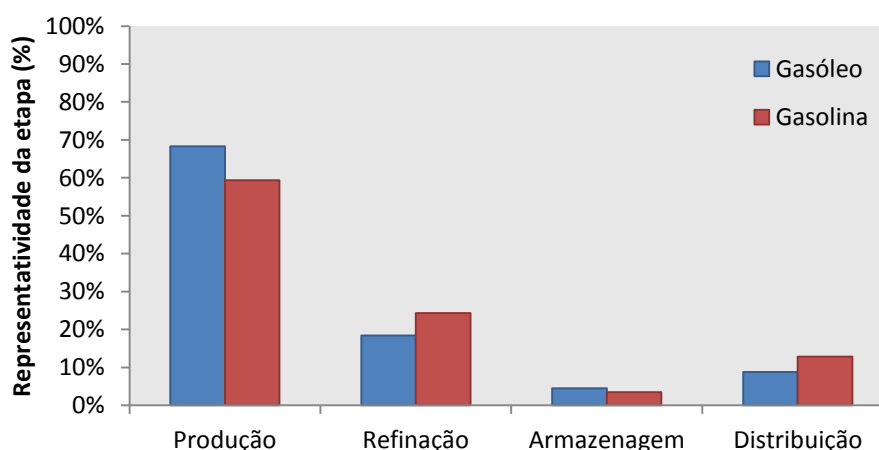


Figura 4.25 Contribuição média diferentes etapas para as pressões ambientais do gasóleo e gasolina

A Figura 4.26 faz uma análise semelhante para o gás natural, onde se verifica que mais uma vez a fase de produção é a maior contribuidora para as pressões ambientais dos produtos com cerca de 60%. A rede de baixa e média pressão também apresenta uma expressão significativa com cerca de 35% do total.

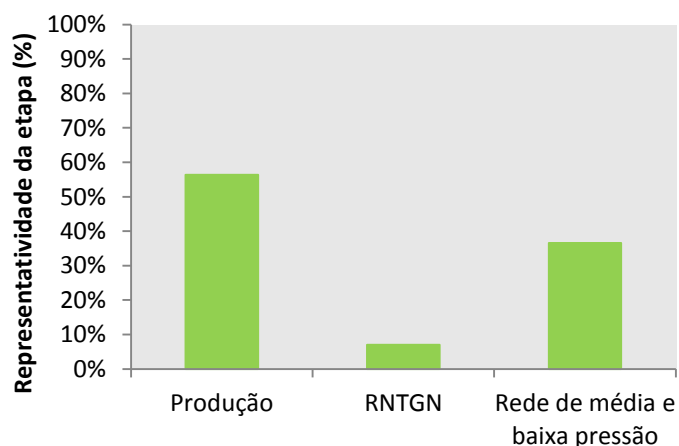


Figura 4.26 Contribuição média diferentes etapas para as pressões ambientais do gás natural

4.4 Comparação entre produtos em estudo

4.4.1 Comparação por unidade de energia

Um dos objectivos de uma análise de ciclo de vida passa pela comparação de resultados entre diferentes produtos. Com este objectivo em vista foram comparadas as pressões ambientais dos dois produtos de petróleo com maior relevância no mercado, gasóleo e gasolina face ao gás natural. De forma a permitir esta comparação é necessário converter as unidades utilizadas em cada produto a uma unidade referente ao conteúdo energético desse mesmo produto. Para este caso foi seleccionado o giga joule (GJ) como base para a comparação. A Tabela 4.8 reflecte as variações de pressões ambientais geradas na fase anterior à combustão.

Tabela 4.8 Pressões ambientais do gás natural, gasóleo e gasolina pré-combustão

	WA (m ³ eq/GJ)	RE (kg eq/GJ)	LU (m ² .a eq/GJ)	GHG (kg CO ₂ eq/GJ)	PA (kg NO _x eq/GJ)	PWL (kg N eq/GJ)
Gás natural, no consumidor doméstico	0,130	74,4	1,1	48,9	49,8	1,5
Gasóleo (distribuição)	0,179	60,5	0,5	13,2	26,7	1,8
Gasolina (distribuição)	0,185	61,5	0,8	16,8	27,6	2,1

No caso do gasóleo, este apresenta uma redução das pressões para os indicadores RE, LU, GHG e PA face ao gás natural. Tal diferença poderá ser explicada pelos consumos de materiais e energia associados ao ciclo de cada produto. Por exemplo o consumo de materiais

para a construção de *pipeline* pode ser uma das explicações possíveis para um maior consumo de recursos no gás natural. Se focarmos a análise na gasolina, verifica-se o mesmo padrão. Um dos destaques em ambos os casos é o indicador de emissão de gases com efeito de estufa, onde se verifica uma menor pressão associada aos produtos refinados a partir de petróleo bruto. A inflação deste indicador no caso do gás natural, deve-se essencialmente às perdas verificadas nas redes de gasodutos. Ao libertar gás natural é emitido metano para a atmosfera que possui um elevado potencial de aquecimento global.

As pressões ambientais verificadas em cada um destes produtos acabam por se situar na mesma ordem de grandeza ainda que o gasóleo e gasolina apresentem um benefício nos indicadores RE, LU, GHG e PA. As emissões de gases com efeito de estufa na produção de gás natural, podem ser reduzidas significativamente com uma melhoria na tecnologia de transporte.

4.4.2 Uso dos produtos

Apesar de a utilização dos produtos se encontrar fora do âmbito deste estudo de ciclo de vida, torna-se interessante fazer uma comparação das pressões da produção com as principais pressões da utilização dos combustíveis. Desta forma apresenta-se seguidamente uma comparação entre as emissões para a atmosfera durante a fase de fabrico e durante a fase de combustão desses mesmos produtos. Para calcular as emissões de GHG resultantes da combustão foram utilizados factores de emissão que serviram de base ao cálculo do inventário nacional de gases com efeito de estufa (APA 2008). Para o indicador de gases poluentes da atmosfera também foram considerados factores de emissão que ponderam a utilização dos combustíveis nos diferentes sectores de actividade.

A Figura 4.27 apresenta as emissões com efeito de estufa, resultantes do ciclo produtivo e combustão de gasóleo, gasolina e gás natural. Verifica-se que as pressões associadas à combustão são superiores às pressões do ciclo produtivo, independentemente do combustível. Enquanto o gasóleo e a gasolina apresentam valores de combustão entre quatro a cinco vezes superiores à sua própria produção, o gás natural valores similares.

De entre os combustíveis estudados o gás natural apresenta a combustão com menor poluição, mas em termos globais acaba por ter o pior desempenho neste indicador. Para este facto contribui uma vez mais as emissões libertadas durante a fase de transporte. Uma redução destas emissões no gás natural depende de factores como a manutenção das redes de gasodutos ou substituição das redes existentes por redes mais eficientes.

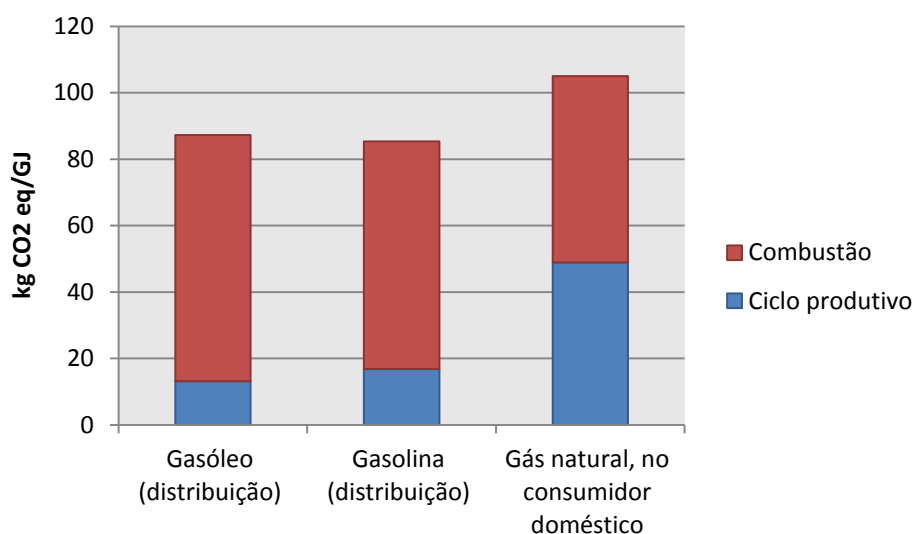


Figura 4.27 Emissões de gases com efeito de estufa durante o ciclo de vida do gásóleo, gasolina e gás natural

A emissão de gases poluentes da atmosfera (Figura 4.28) apresenta um comportamento similar à emissão de gases com efeito de estufa, de onde se verifica que o gás natural apresenta pior desempenho. Neste indicador, o gás natural apresenta valores de emissões relativas ao ciclo produtivo superiores à sua própria combustão, enquanto o gásóleo e a gasolina apresentam valores similares entre fases. Este tipo de análise destaca mais uma vez a importância de um esforço de mitigação por parte das entidades responsáveis pela comercialização dos produtos, especialmente nas redes de distribuição de gás natural.

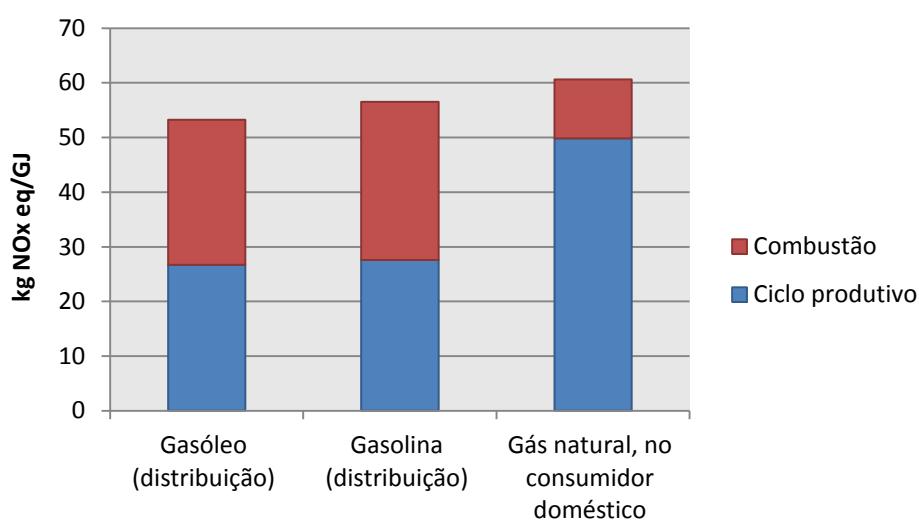


Figura 4.28 Emissões de gases poluentes da atmosfera durante o ciclo de vida do gásóleo, gasolina e gás natural

4.5 Pressões do consumo nacional

Uma vez que o estudo se baseia nos dados produtivos de 2013 torna-se também interessante avaliar as pressões a nível nacional que resultem da aquisição de todos os produtos nesse ano. Para esse efeito foi considerado as pressões inerentes a cada produto de petróleo e a respectiva quantidade de venda. O consumo de gás natural foi repartido pelos dois tipos de consumidores possíveis, para que exista uma ponderação das reais pressões importadas pelos consumidores. A Tabela 4.9 demonstra os resultados obtidos onde gás natural acaba por se revelar como o maior contribuidor para as pressões ambientais importadas durante o ano de 2013. Estes resultados podem ser explicados pela diferença de quantidades consumidas para cada produto ou pelo seu desempenho ambiental.

A inversão de tendência no indicador GHG pode ser reflexo da elevada quantidade de gás natural consumida por clientes industriais, ao consumirem directamente da rede de alta pressão acabam por não ser afectados pelas pressões da rede em baixa, que apresenta contributos significativos para este indicador.

Tabela 4.9 Pressões ambientais geradas pela produção de produtos de petróleo e gás natural consumidos em Portugal, no ano de 2013

	WA (10 ⁶ m ³ eq)	RE (10 ⁶ kg eq)	LU (10 ⁶ m ² .a eq)	GHG (10 ⁶ kg CO ₂ eq)	PA (10 ⁶ kg NO _x eq)	PWL (10 ⁶ kg N eq)
Produtos de petróleo	18	9858	119	5461	4411	198
Gás natural	64	21664	184	4870	9209	675
Somatório	83	31522	303	10331	13620	873

5 Conclusões

No capítulo de conclusões é apresentada uma síntese dos principais resultados obtidos, assim como as principais limitações encontradas e desenvolvimentos futuros.

5.1 Síntese

Os produtos de petróleo e gás natural representam um papel de evidente destaque nas importações nacionais. O facto de Portugal ser um país desprovido de reservas naturais deste tipo de produtos torna a importação inevitável e causa uma total dependência do exterior. Não obstante destes factos, os consumos de gás natural têm verificado aumentos nos últimos anos, contribuído ainda de forma mais acentuada para a dependência energética. A relevância destas formas de energia leva a que cada vez seja mais importante avaliar o desempenho ambiental das suas cadeias produtivas.

A complexidade dos sectores faz com que vulgarmente, apenas se considere como indicador de pressão ambiental as emissões de gases com efeito de estufa. Esta abordagem acaba por se revelar incompleta, visto que são geradas da mesma forma uma diversidade de outras pressões, que afectam não só a atmosfera como os outros meios receptores.

A análise de ciclo de vida (ACV), apresenta-se como uma ferramenta completa para a avaliação de desempenho ambiental, encontrando-se adaptada à aplicação dos sectores em estudo. O caso de estudo Português ainda carece de aplicações de ACV aos sectores do petróleo e gás natural. Tal escassez limita as comparações de resultados disponíveis.

Para a fase de avaliação de efeitos de uma ACV, foi utilizado o método *Ecoblok*, que se revelou uma ferramenta de fácil leitura e adaptável aos processos estudados. Os indicadores foram calculados com base em dados recolhidos, que permitiram uma aproximação à realidade nacional e nos inventários de ciclo de vida gerados pelo *Ecoinvent*, como alternativa à ausência de informação.

Em termos de resultados obtidos nos produtos de petróleo o indicador de consumo de recursos apresenta valores na ordem dos 2,5 kg eq. por kg de produto. Este indicador deixa

patente a importância da extração do recurso petróleo, não renovável e com reservas finitas. Relativamente aos indicadores de poluição do ar, o indicador de gases de efeito de estufa apresenta um valor médio de 0,6 kg CO₂ eq./kg_{prod.} As restantes emissões para o ar exibem um valor médio de 1,1 kg NO_x eq./kg_{prod.} Estes indicadores de poluição atmosférica são fortemente influenciados pelas perdas do sistema para o ambiente, assim como da utilização de combustíveis para a operação das infra-estruturas e meios de transporte.

As pressões na produção e transporte de petróleo bruto representam no ano de 2013, em média cerca de 65% das pressões totais de um produto. Diferentes origens também implicam diferentes pressões, sendo possível reduzir consideravelmente a pegada do consumo dos produtos petrolíferos, através de uma escolha informada dos fornecedores de petróleo bruto. Considerando apenas os processos em solo nacional, a refinação apresenta maiores pressões do que os processos a jusante, e é nesta etapa que se deveram centrar os esforços de redução. A importação de produtos refinados conduz a um aumento dos valores dos indicadores, fruto do transporte adicional que sofrem em relação a produtos nacionais.

Relativamente ao gás natural o consumo de recursos é de 2,6 kg eq. por cada m³ no consumidor doméstico. Mais uma vez o indicador demonstra a importância da extração do recurso que tem reservas mundiais limitadas. O indicador poluição do ar apresenta um valor de 1,7 kg NO_x eq. / m³_{GN} e o indicador de gases com efeito de estufa um valor de 1,7 kg CO₂ eq./m³_{GN}. As emissões de gases com efeito de estufa estão intimamente ligadas às fugas de gás natural, que é constituído maioritariamente por metano, possuindo um elevado potencial de aquecimento global.

Também no gás natural são mais significativas as pressões adquiridas da fase de produção e transporte internacional, representando cerca de 56% das pressões totais do gás natural, no consumidor doméstico. Neste caso se a importação tivesse exclusivamente origem na Argélia, assistiríamos a um decréscimo das pressões ambientais causadas pelos processos produtivos do gás natural. Tal cenário implicaria uma total dependência face a um único país exportador, e colocaria em causa questões de segurança no fornecimento de gás natural. No entanto mais uma vez a escolha informada de fornecedores revela um papel central na mitigação das pressões geradas pelo consumo nacional de gás natural.

A conversão das unidades funcionais a unidades de energia permitiu comparar os produtos de petróleo ao gás natural. Constatou-se que o gás natural apresenta pior desempenho nos indicadores RE, LU, GHG e PA relativamente ao gasóleo e à gasolina, fortemente influenciado pela fase de transporte dos produtos em bruto.

Uma análise simplificada às emissões na fase de combustão, revelou que apesar do gás natural apresentar uma combustão mais limpa, devido às etapas a montante da sua utilização apresenta um maior pressão ambiental que o gasóleo e a gasolina.

5.2 Limitações

Para que seja conduzido um estudo de análise de ciclo de vida é necessário proceder a um exaustivo processo de levantamento de dados. Neste sentido a informação reportada pelas companhias e entidades responsáveis acaba por ser insuficiente. Estas lacunas levam à utilização de bases de dados, para obter inventários completos. As bases de dados apresentam muitas das vezes aproximações, resultando em margens de erro superiores à utilização dos dados reais.

5.3 Desenvolvimentos futuros

Para estudos futuros, recomenda-se o desenvolvimento do ciclo dos biocombustíveis em paralelo ao ciclo dos produtos petrolíferos, para que se obtenha dados mais realistas das pressões ambientais causadas pelo desenvolvimento desta actividade. O modelo aqui desenvolvido apenas considerou as pressões geradas pelo inventário do *Ecoinvent*, decisão que acabou por se revelar negativa, uma vez que as pressões associadas aos biocombustíveis distorceram os resultados até então obtidos para os produtos de petróleo.

O método *Ecoblok* apresenta factores de agregação de indicadores que poderiam ter beneficiado a análise aqui desenvolvida, no entanto estes factores encontram-se em fase inicial de desenvolvimento, com um reduzido número de aplicações. A incerteza associada a este passo levou a uma análise desagregada por indicador, mas futuramente e com a maturação do método é recomendável a sua total aplicação. O desenvolvimento metodológico não considera a questão dos riscos de acidente. Esta questão não foi incluída no âmbito do trabalho, apesar de ser relevante de ponto de vista ambiental.

Referências Bibliográficas

- ACAP. 2014. *Estatística Do Sector Automóvel*. Associação Automóvel de Portugal.
- AdC. 2009. *Análise Aprofundada Sobre Os Sectores Dos Combustíveis Líquidos E Do Gás Engarrafado Em Portugal*. Autoridade da Concorrência.
- Ally, J., e T. Pryor. 2007. "Life-Cycle Assessment of Diesel, Natural Gas and Hydrogen Fuel Cell Bus Transportation Systems." *Journal of Power Sources* 170 (2): 401–11. doi:10.1016/j.jpowsour.2007.04.036.
- Alvarez, N. 2009. "Caracterização Da Industria Petrolifera E Do Georrecurso Petróleo" (tese de mestrado, Faculdade de Ciências e Tecnologia -Universidade Nova de Lisboa). <http://run.unl.pt/handle/10362/3365>.
- APA. 2008. *Factores Para Comércio Europeu de Licenças de Emissão*. Agência Portuguesa do Ambiente.
- APETRO. 2011. *Guia Sectorial de Responsabilidade Ambiental Para a Armazenagem de Produtos Petrolíferos*. Associação Portuguesa de Empresas Petrolíferas.
- BP. 2014. *BP Statistical Review of World Energy*. British Petroleum.
- DGEG. 2013. *Factura Energética Portuguesa 2012*. Direcção Geral de Energia e Geologia.
- . 2014. *Factura Energética Portuguesa 2013*. Direcção Geral de Energia e Geologia.
- Dias, A. M., A. Teixeira, F. Azevedo, L. Gonçalves, M. D. Guerra, R. Ribeiro, S. Rodrigues, e A. Alvarenga. 2013. "Relatório Do Estado Do Ambiente". Agência Portuguesa do Ambiente.
- Dones, R., T. Heck, M. F. Emmenegger, e N. Jungbluth. 2005. "Life Cycle Inventories for the Nuclear and Natural Gas Energy Systems, and Examples of Uncertainty Analysis." *The International Journal of Life Cycle Assessment* 10 (1): 10–23. doi:10.1065/lca2004.12.181.2.
- Dones, R., N. Jungbluth, M. F. Emmenegger, e T. Heck. 2007. *Life Cycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Switzerland and Other UCTE Countries*. Swiss centre for life cycle inventories.
- EEA. 2005. *Core Set of Indicators. Guide*. European Environment Agency.
- EPA. 2006. *Life Cycle Assessment: Principles and Practice*. Environmental Protection Agency.
- EUROPIA. 2008. *How a Refinery Works*. European petroleum industry association.
- Ferreira, J. V. R. 2004. "Gestão Ambiental - Análise de Ciclo de Vida Dos Produtos". Instituto Politécnico de Viseu.
- Frischknecht, R., N. Jungbluth, H. Althaus, G. Doka, R. Dones, T. Heck e S. Hellweg. 2005. "The Ecoinvent Database: Overview and Methodological Framework (7 Pp)." *The International Journal of Life Cycle Assessment* 10 (1): 3–9. doi:10.1065/lca2004.10.181.1.
- Frischknecht, R., e G. Rebitzer. 2005. "The Ecoinvent Database System: A Comprehensive Web-Based LCA Database." *Journal of Cleaner Production* 13 (13-14): 1337–43. doi:10.1016/j.jclepro.2005.05.002.
- "Fundamentos de Refinação - Galp Energia." 2014. Acedido a 10 de Junho de 2014. <http://www.galpenenergia.com/PT/agalpenenergia/os-nossos-negocios/Refinacao-Distribuicao/ARL/Refinacao/Paginas/Didatico-Refinacao.aspx>.
- Furuhold, E. 1995. "Life Cycle Assessment of Gasoline and Diesel." In *Product Innovation and Eco-Efficiency*, 251–63. Elsevier.

- Galp. 2013a. "Refinaria de Sines Databook". Galp Energia.
- . 2013b. "Refinaria de Matosinhos Databook". Galp Energia.
- Garg, A, S. Vishwanathan, e V. Avashia. 2013. "Life Cycle Greenhouse Gas Emission Assessment of Major Petroleum Oil Products for Transport and Household Sectors in India." *Energy Policy* 58 (July): 38–48. doi:10.1016/j.enpol.2013.02.018.
- "Gás Natural Liquefeito - APVGN." 2014. Acedido a 8 de Agosto de 2014.
<http://www.apvgn.pt/faqs/gnl.htm>.
- Hekkert, M., F. Hendriks, A. Faaij, e M. Neelis. 2005. "Natural Gas as an Alternative to Crude Oil in Automotive Fuel Chains Well-to-Wheel Analysis and Transition Strategy Development." *Energy Policy* 33 (5): 579–94. doi:10.1016/j.enpol.2003.08.018.
- Hong, J. 2012. "Uncertainty Propagation in Life Cycle Assessment of Biodiesel versus Diesel: Global Warming and Non-Renewable Energy." *Bioresource Technology* 113 (June): 3–7. doi:10.1016/j.biortech.2011.11.107.
- INE. 2012. "Venda de Combustíveis Líquidos E Gasosos Por Localização Geográfica." Acedido a 15 de Setembro de 2014.
http://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine_indicadores&indOcorrCod=0002008&contexto=bd&selTab=tab2.
- IPCC. 2014. "2.10.2 Direct Global Warming Potentials - AR4 WGI Chapter 2: Changes in Atmospheric Constituents and in Radiative Forcing." Acedido a 27 de Agosto de 2014.
http://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/en/ch2s2-10-2.html.
- ISO 14040:2006 *Life Cycle Assessment: Principles and Framework*. International Organization for Standardization.
- Melo, J., A. Galvão, R. Margarido, e M. Flôxo. 2010. "EcoBlok - a Label to Transfer Standard Environmental Information along the Product Chain." *CENSE-FCT-UNL (unpublished)*, 16 P.
- Leal, M. 2011. "As Relações Energéticas Entre Portugal E a Nigéria, Riscos E Oportunidades." *Instituto Da Defesa Nacional*. <http://comum.rcaap.pt/handle/123456789/1779>.
- "Logística - Galp Energia." 2014. Acedido a 23 de Junho de 2014.
<http://www.galpennergia.com/PT/investidor/ConhecerGalpEnergia/Os-nossos-negocios/Refinacao-Distribuicao/ARL/Paginas/Logistica.aspx>.
- Macedo, L., N. Sobral, e J. Melo. 2005. *Guia EcoBlock*. CME-IMAR FCT/UNL.
- Matos, L. 2012. "Avaliação Do Desempenho Ambiental Da Produção de Mobiliário Em Portugal" (tese de mestrado, Faculdade de Ciências e Tecnologia -Universidade Nova de Lisboa) . <http://run.unl.pt/handle/10362/7784>.
- Melo, J., e C. Pegado. 2002. "Ecoblock: A Method for Integrated Environmental Performance Evaluation of Companies and Products (construction Case-Study)." In *International Conference on Ecobalance*, 5:399–402.
- Nanaki, E., e C. Koroneos. 2012. "Comparative LCA of the Use of Biodiesel, Diesel and Gasoline for Transportation." *Journal of Cleaner Production* 20 (1): 14–19. doi:10.1016/j.jclepro.2011.07.026.
- "O Mercado Em Portugal - Galp." 2014. Acedido a 9 de Agosto de 2014.
<http://www.galpennergia.com/PT/agalpennergia/os-nossos-negocios/Gas-Power/Gas-Natural/Paginas/Mercado-em-Portugal.aspx>.
- OCDE. 1993. *Core Set of Indicators for Environmental Performance Reviews: A Synthesis Report*. Group on the State of the Environment. 83. Organisation for Economic Co-operation and Development.
- . 2003. *Environmental Performance Reviews: Water*. Paris: Organisation for Economic Co-operation and Development.
- P&G. 2009. *Overveiw of European Downstream Oil Industry*. Purvin & Gertz.
- "Pipelines Internacionais - Galp Energia." 2014. Acedido a 19 de Julho de 2014.
<http://www.galpennergia.com/PT/investidor/ConhecerGalpEnergia/Os-nossos-negocios/Refinacao-Distribuicao/ARL/Paginas/Pipelines-Internacionais.aspx>.

- negocios/Gas-Power/Gas-Natural/Aprovisionamento/Paginas/Pipelines-internacionais.aspx.
- “Projeto de Conversão Das Refinarias | Portugal - Galp Energia.” 2014. Acedido a 10 de Junho de 2014.
<http://www.galpenergia.com/PT/investidor/Estrategia/PrincipaisProjectos/Conversao-refinarias/Paginas/Projecto-de-conversao-refinarias-Portugal.aspx>.
- “Refinação - Galp Energia.” 2014. Acedido a 10 de Junho de 2014.
<http://www.galpenergia.com/PT/agalpenergia/os-nossos-negocios/Refinacao-Distribuicao/ARL/Refinacao/Paginas/Home.aspx>.
- REN. 2013. *Relatorio & Contas*. Redes Energéticas Nacionais.
- Rose, L., M. Hussain, S. Ahmed, K. Malek, R. Costanzo, e E. Kjeang. 2013. “A Comparative Life Cycle Assessment of Diesel and Compressed Natural Gas Powered Refuse Collection Vehicles in a Canadian City.” *Energy Policy* 52 (January): 453–61.
doi:10.1016/j.enpol.2012.09.064.
- Sousa, M. 2013. “Armazenagem Subterrânea de Gás Natural”. Material de apoio à aula de avaliação de riscos ambientais, Faculdade de Ciências e Tecnologia -Universidade Nova de Lisboa.
- Sousa, M. 2012. “Avaliação Do Desempenho Ambiental Do Sector Agrícola Em Portugal” (tese de mestrado, Faculdade de Ciências e Tecnologia -Universidade Nova de Lisboa).
- Spath, P., e M. Mann. 2000. *Life Cycle Assessment of a Natural Gas Combined-Cycle Power Generation System*. National Renewable Energy Laboratory.
- Tavares, V. 2013. “Análise de Ciclo de Vida Dos RU Em Destino Final. Caso de Estudo: Aterros E Incineradoras de Portugal” (tese de mestrado, Faculdade de Ciências e Tecnologia - Universidade Nova de Lisboa). <http://run.unl.pt/handle/10362/11323>.
- “Terminal de GNL - REN.” 2014. *Terminal de GNL*. Acedido a 8 de Agosto de 2014.
<https://www.ign.ren.pt/terminal-de-gnl3>.
- Todd, J., M. Curran, K. Weitz, A. Sharma, B. Vigon, E. Price, G. Norris, P. Eagan, W. Owens, e A. Veroutis. 1999. “Streamlined Life-Cycle Assessment: A Final Report from the SETAC North America Streamlined LCA Workgroup.” *Society of Environmental Toxicology and Chemistry (SETAC) and SETAC Foundation for Environmental Education*.
- UNECE. 2003. *Protocol on Pollutant Release and Transfer Registers*. United Nations, Economic Commission for Europe.
- Wackernagel, M., e W. Rees. 1996. *Our Ecological Footprint: Reducing Human Impact on the Earth*. Gabriola Island, BC: New Society Publishers.

A Resultados detalhados

A.1 Resultados: produtos de petróleo

Tabela A.1 Pressões ambientais dos processos de produção e transporte de crude, por origem

PP RAF	WA (m ³ eq/kg)	RE (kg eq/kg)	LU (m ² .a eq/kg)	GHG (kg CO ₂ eq/kg)	PA (kg NO _x eq/kg)	PWL (kg N eq/kg)
Produção	0,0054	2,30	0,0044	0,31	0,3	0,04
Transporte	0,0002	0,04	0,0013	0,05	0,2	0,01
Total Importação África	0,0057	2,34	0,0057	0,36	0,5	0,05

PP RME	WA (m ³ eq/kg)	RE (kg eq/kg)	LU (m ² .a eq/kg)	GHG (kg CO ₂ eq/kg)	PA (kg NO _x eq/kg)	PWL (kg N eq/kg)
Produção	0,0048	2,18	0,0028	0,11	0,3	0,02
Transporte	0,0006	0,11	0,0032	0,13	0,4	0,03
Total Importação Médio Oriente	0,0054	2,29	0,0061	0,24	0,7	0,05

PP RU	WA (m ³ eq/kg)	RE (kg eq/kg)	LU (m ² .a eq/kg)	GHG (kg CO ₂ eq/kg)	PA (kg NO _x eq/kg)	PWL (kg N eq/kg)
Produção	0,0077	2,67	0,0748	0,53	1,6	0,16
Transporte	0,0010	0,13	0,0045	0,10	1,5	0,03
Total Importação Rússia	0,0087	2,79	0,0793	0,64	3,1	0,19

Tabela A.2 Pressões ambientais detalhadas por processo, em solo nacional, para o gasóleo

Gasóleo	WA (m ³ eq/kg)	RE (kg eq/kg)	LU (m ² .a eq/kg)	GHG (kg CO ₂ eq/kg)	PA (kg NO _x eq/kg)	PWL (kg N eq/kg)
Mix de importação	0,00577	2,35	0,010	0,35	0,68345	0,06026
Refinação	0,00154	0,14	0,003	0,17	0,28865	0,01211
Armazenagem	0,00009	0,02	0,004	0,01	0,01832	0,00205
Distribuição	0,00022	0,06	0,006	0,03	0,14570	0,00414
Total	0,00762	2,58	0,023	0,56	1,13612	0,07856

Tabela A.3 Pressões ambientais detalhadas por processo, em solo nacional, para o gasóleo low-sulphur

Gasóleo low-sulphur	WA (m ³ eq/kg)	RE (kg eq/kg)	LU (m ² .a eq/kg)	GHG (kg CO ₂ eq/kg)	PA (kg NO _x eq/kg)	PWL (kg N eq/kg)
Mix de importação	0,00577	2,35	0,010	0,35	0,68	0,060
Refinação	0,00157	0,15	0,003	0,18	0,29	0,013
Armazenagem	0,00012	0,03	0,005	0,03	0,02	0,003
Distribuição	0,00022	0,06	0,006	0,03	0,15	0,004
Total	0,00768	2,60	0,024	0,59	1,15	0,079

Tabela A.4 Pressões ambientais detalhadas por processo, em solo nacional, para a gasolina

Gasolina	WA (m ³ eq/kg)	RE (kg eq/kg)	LU (m ² .a eq/kg)	GHG (kg CO ₂ eq/kg)	PA (kg NO _x eq/kg)	PWL (kg N eq/kg)
Mix de importação	0,00577	2,35	0,010	0,35	0,68	0,060
Refinação	0,00190	0,24	0,006	0,33	0,32	0,024
Armazenagem	0,00009	0,02	0,004	0,01	0,02	0,002
Distribuição	0,00037	0,09	0,013	0,05	0,19	0,008
Total	0,00812	2,71	0,033	0,74	1,21	0,094

Tabela A.5 Pressões ambientais detalhadas por processo, em solo nacional, para a gasolina low-sulphur

Gasolina low-sulphur	WA (m ³ eq/kg)	RE (kg eq/kg)	LU (m ² .a eq/kg)	GHG (kg CO ₂ eq/kg)	PA (kg NO _x eq/kg)	PWL (kg N eq/kg)
Mix de importação	0,00577	2,35	0,010	0,35	0,68	0,060
Refinação	0,00195	0,25	0,006	0,35	0,33	0,025
Armazenagem	0,00023	0,07	0,005	0,08	0,04	0,004
Distribuição	0,00037	0,09	0,013	0,05	0,19	0,008
Total	0,00832	2,77	0,034	0,83	1,24	0,097

Tabela A.6 Pressões ambientais detalhadas por processo, em solo nacional, para o betume

Betume	WA (m ³ eq/kg)	RE (kg eq/kg)	LU (m ² .a eq/kg)	GHG (kg CO ₂ eq/kg)	PA (kg NO _x eq/kg)	PWL (kg N eq/kg)
Mix de importação	0,00577	2,35	0,010	0,35	0,68	0,060
Refinação	0,00150	0,11	0,003	0,20	0,28	0,013
Total	0,00727	2,46	0,014	0,55	0,96	0,073

Tabela A.7 Pressões ambientais detalhadas por processo, em solo nacional, para o heavy fuel oil

Heavy fuel oil	WA (m ³ eq/kg)	RE (kg eq/kg)	LU (m ² .a eq/kg)	GHG (kg CO ₂ eq/kg)	PA (kg NO _x eq/kg)	PWL (kg N eq/kg)
Mix de importação	0,00577	2,35	0,010	0,35	0,68	0,060
Refinação	0,00150	0,11	0,003	0,13	0,27	0,012
Armazenagem	0,00008	0,02	0,002	0,01	0,02	0,002
Total	0,00734	2,48	0,015	0,49	0,97	0,074

Tabela A.8 Pressões ambientais detalhadas por processo, em solo nacional, para o light fuel oil

Light fuel oil	WA (m ³ eq/kg)	RE (kg eq/kg)	LU (m ² .a eq/kg)	GHG (kg CO ₂ eq/kg)	PA (kg NO _x eq/kg)	PWL (kg N eq/kg)
Mix de importação	0,00577	2,35	0,010	0,35	0,68	0,060
Refinação	0,00152	0,13	0,003	0,17	0,29	0,012
Armazenagem	0,00008	0,02	0,002	0,01	0,02	0,002
Total	0,00736	2,51	0,016	0,53	0,99	0,074

Tabela A.9 Pressões ambientais detalhadas por processo, em solo nacional, para a jet fuel

Jet fuel	WA (m ³ eq/kg)	RE (kg eq/kg)	LU (m ² .a eq/kg)	GHG (kg CO ₂ eq/kg)	PA (kg NO _x eq/kg)	PWL (kg N eq/kg)
Mix de importação	0,00577	2,35	0,010	0,35	0,68	0,060
Refinação	0,00148	0,13	0,003	0,17	0,28	0,011
Armazenagem	0,00008	0,02	0,002	0,01	0,02	0,002
Total	0,00733	2,50	0,015	0,52	0,99	0,073

Tabela A.10 Pressões ambientais detalhadas por processo, em solo nacional, para a nafta

Nafta	WA (m ³ eq/kg)	RE (kg eq/kg)	LU (m ² .a eq/kg)	GHG (kg CO ₂ eq/kg)	PA (kg NO _x eq/kg)	PWL (kg N eq/kg)
Mix de importação	0,00577	2,35	0,010	0,35	0,68	0,060
Refinação	0,00171	0,12	0,004	0,15	0,27	0,019
Armazenagem	0,00008	0,02	0,002	0,01	0,02	0,002
Total	0,00756	2,49	0,016	0,51	0,97	0,081

Tabela A.11 Pressões ambientais detalhadas por processo, em solo nacional, para o GPL

GPL	WA (m ³ eq/kg)	RE (kg eq/kg)	LU (m ² .a eq/kg)	GHG (kg CO ₂ eq/kg)	PA (kg NO _x eq/kg)	PWL (kg N eq/kg)
Mix de importação	0,00577	2,35	0,010	0,35	0,68	0,060
Refinação	0,00202	0,21	0,005	0,27	0,32	0,022
Total	0,00779	2,57	0,015	0,62	1,00	0,082

Tabela A.12 Pressões ambientais da gasolina e do gasóleo em função de um litro

	WA (m ³ eq/L)	RE (kg eq/L)	LU (m ² .a eq/L)	GHG (kg CO ₂ eq/L)	PA (kg NO _x eq/L)	PWL (kg N eq/L)
Gasolina (Distribuição)	0,006	2,0	0,03	0,6	0,9	0,070
Gasóleo (Distribuição)	0,006	2,2	0,02	0,5	1,0	0,066

A.2 Resultados: gás natural

Tabela A.13 Pressões ambientais da produção e transporte de *pipeline* de gás natural, com origem na Argélia

GN Argélia	WA (m ³ eq/m ³)	RE (kg eq/ m ³)	LU (m ² .a eq/ m ³)	GHG (kg CO ₂ eq/ m ³)	PA (kg NO _x eq/ m ³)	PWL (kg N eq/ m ³)
Produção	0,00025	1,58	0,00205	0,091	0,0084	0,0050
Transporte <i>Pipeline</i> Internacional	0,00005	0,06	0,00036	0,080	0,2494	0,0014
Total Importação Argélia	0,00030	1,63	0,00242	0,171	0,2578	0,0064

Tabela A.14 Pressões ambientais da produção, processamento e transporte via marítima de gás natural, com origem na Nigéria

GN Nigéria	WA (m ³ eq/m ³)	RE (kg eq/ m ³)	LU (m ² .a eq/ m ³)	GHG (kg CO ₂ eq/ m ³)	PA (kg NO _x eq/ m ³)	PWL (kg N eq/ m ³)
Produção	0,0002	1,78	0,0021	0,60	0,195	0,005
Liquefação	0,0002	0,29	0,0015	0,40	0,080	0,005
Transporte Navio	0,0021	0,22	0,0133	0,29	0,027	0,054
Regaseificação	0,0046	0,04	0,0008	0,07	0,002	0,003
Total Importação Nigéria	0,0071	2,33	0,0176	1,37	0,304	0,067

Tabela A.15 Pressões ambientais das etapas em solo nacional, para o gás natural, por tipo de consumidor

Sistema nacional	WA (m ³ eq/m ³)	RE (kg eq/ m ³)	LU (m ² .a eq/ m ³)	GHG (kg CO ₂ eq/ m ³)	PA (kg NO _x eq/ m ³)	PWL (kg N eq/ m ³)
Mix de produção	0,00404	2,02	0,011	0,83	0,28	0,0398
RNTGN	0,00007	0,06	0,009	0,08	0,12	0,0017
Rede de baixa pressão	0,00039	0,50	0,018	0,79	1,33	0,0106
Total Nacional no consumidor doméstico	0,00450	2,58	0,037	1,70	1,73	0,0522
Total Nacional no consumidor industrial	0,00411	2,08	0,020	0,90	0,40	0,0416